

REQUÊTE 3081-85 ORDONNANCE PARTIELLE ET
PROVISOIRE G-441
GAZ MÉTROPOLITAIN, INC.
REQUÉRANTE

REQUÊTE TARIFAIRE POUR LA PÉRIODE
TÉMOIN DU 1ER JANVIER AU 30 SEPTEMBRE 1986
EN VERTU DES ARTICLES 24, 25, 27 ET 28 DE
LA LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU
GAZ (L.R.Q., chap. R-6)

ORDONNANCE PARTIELLE ET PROVISOIRE G-441

DOSSIER 3081-85

GAZ MÉTROPOLITAIN, inc. (GMI), une
corporation dûment constituée ayant son
siège social dans les ville et district de
Montréal,

Requérante

L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS
INDUSTRIELS DE GAZ (ACIG)

TRANS-QUÉBEC ET MARITIMES (TOM),

Intervenants

REQUÊTE TARIFAIRE POUR LA PÉRIODE TÉMOIN DU
1er JANVIER AU 30 SEPTEMBRE 1986 EN VERTU
DES ARTICLES 24, 25, 27 ET 28 DE LA LOI
SUR LA RÉGIE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ
(L.R.Q. c. R-6)

	<u>Page</u>
1) <u>REQUÊTE</u>	4
2) <u>PROCÉDURES</u>	4
3) <u>PREUVE ET POSITION DES PARTIES</u>	6
3.1) <u>Modification des tarifs et des programmes</u>	12
3.1.1) <u>Huis clos et confidentialité</u>	12
3.1.2) <u>La Concurrence: Motif des Modifications Demandées</u>	13
3.1.2.1) En général	13
3.1.2.2) Le gaz naturel vis-à-vis l'électricité	16
3.1.2.2.1) Secteur résidentiel	16
3.1.2.2.2) Secteurs commercial et institutionnel	17
3.1.2.2.3) Secteur industriel	17
3.1.2.3) Gaz naturel vis-à-vis pétrole	18
3.1.2.3.1) Secteur résidentiel	18
3.1.2.3.2) Secteurs commercial et institutionnel	18
3.1.2.3.3) Secteur industriel	18
3.1.2.4) Prévisions 1986	19
3.1.2.4.1) Le marché du pétrole	19
3.1.2.4.2) Le marché de l'électricité	19
3.1.2.4.3) Le marché du gaz naturel	20
3.1.2.5) Hydro-Québec	21
3.1.2.5.1) Programme d'électricité excédentaire	22
3.1.2.5.2) Programme de rabais tarifaires	23
3.1.2.5.3) Programme de stabilisation tarifaire	23
3.1.2.5.4) Programme bi-énergie	23
3.1.2.5.5) Programme de conversion des chauffe-eau	25

3.1.2.6) Concurrence et Réglementation.....	25
3.1.3) <u>Demandes de la requérante</u>	27
3.1.3.1) Tarif 1	27
3.1.3.2) Tarif FP	29
3.1.3.3) Tarif 12	30
3.1.3.4) Compte de transition	32
3.1.3.5) Programme PSC	32
3.1.3.6) Programme de Consolidation de la Clientèle (PCC)..	33
3.1.4) <u>Risque et responsabilité</u>	35
3.1.5) <u>Plaidoiries et réplique</u>	36
3.1.5.1) Procureur de la requérante	36
3.1.5.2) Procureur de l'intervenante ACIG	38
3.1.5.3) Réplique de Me Martin	40
3.2) <u>La déréglementation</u>	40
3.2.1) <u>Dossier commun avec la cause R-3083-85</u>	40
3.2.2) <u>Proposition d'une "Option Service de Livraison"</u> <u>par GMi</u>	41
3.2.3) <u>Tarif de livraison proposé par Noranda Inc. et</u> <u>Brenda Mines Ltd</u>	44
3.2.4) <u>Interprétation du nouveau contexte créé par la</u> <u>déréglementation</u>	49
3.2.4.1) Perception de Gaz Métropolitain, Inc.	53
3.2.4.2) Perception de Brenda Mines	58
3.2.4.3) Plaidoiries	66
3.2.4.3.1) Plaidoirie de Me Martin	66
3.2.4.3.2) Plaidoirie de Me Audet	69
3.2.4.3.3) Répliques de Me Martin (Gmi) et de Me Audet (Noranda/Brenda Mines)	73

3.2.5) Les ajustements du coût	75
3.2.5.1) Ajustements proposés par GMi	75
3.2.5.2) CMP-GMi proposé par l'ACIG	82
4) <u>MOTIFS DE LA PRÉSENTE DÉCISION PARTIELLE ET PROVISOIRE</u>	85
4.1) <u>Flexibilité des tarifs ou discrimination</u>	85
4.1.1) <u>Contraintes de la Régie</u>	86
4.1.1.1) Interprétation restrictive: pas d'interfinancement.....	87
4.1.1.2) Interprétation permissive: Interfinancement permis	88
4.1.2) <u>Position de la Régie vis-à-vis de la discrimination</u>	90
4.1.3) <u>Législation, doctrine et jurisprudence sur la discrimination</u>	92
4.1.4) <u>Huis clos et confidentialité</u>	98
4.1.4.1) Durant le déroulement d'une cause	98
4.1.4.1.1) Modifications aux tarifs et aux programmes	99
4.1.4.1.2) Pièces GMi 36 d.1 et d.2	100
4.1.4.2) Après la Cause: Loi 65 "Loi sur l'Accès aux documents..."	100
4.2) <u>Les modifications tarifaires</u>	101
4.2.1) <u>Le Tarif de Fourniture de Pointe (FP)</u>	102
4.2.2) <u>Modifications au Tarif Général 1</u>	107
4.2.3) <u>Modification projetée des Tarifs à Débit Stable</u>	118
4.2.4) <u>Modification projetée du Tarif Interruptible</u>	121

4.2.4.1)	Sept fourchettes de prix au lieu d'une seule ...	121
4.2.4.2)	Projections de l'année témoin	130
4.2.4.3)	Service de Livraison Interruptible	132
4.2.5)	<u>Le rôle des fourchettes de prix dans la grille tarifaire</u>	132
4.2.5.1)	Les fourchettes de prix des tarifs en service continu	135
4.2.5.2)	Les fourchettes de prix du Tarif Interruptible..	136
4.2.5.3)	Disposition transitoire	136
4.2.6)	<u>Modification au Tarif 12</u>	139
4.2.7)	<u>Grille tarifaire modifiée</u>	144
4.3)	<u>Les modifications des programmes commerciaux</u>	146
4.3.1)	Le Programme de Subvention à la Consommation (PSC)	148
4.3.2)	<u>Les autres programmes autorisés (Prime, PVC, PBIR et PSAV</u>	151
4.3.3)	<u>Le Programme de Consolidation de la Clientèle (PCC)</u> ...	151
4.4)	<u>La déréglementation du prix du gaz naturel</u>	152
4.4.1)	<u>Les ventes directes</u>	154
4.4.1.1)	Les arrangements d'achat et revente du gaz	159
4.4.1.2)	Le tarif de livraison	168
4.4.1.2.1)	Admissibilité limitée au consommateur ultime	171
4.4.1.2.2)	Le seuil volumétrique d'admissibilité	174
4.4.1.2.3)	La priorité de service	174

4.4.1.2.4)	Les taux	179
4.4.1.2.5)	Les déficiences et excédents de fourniture	182
4.4.1.2.5.1)	Déséquilibre à la pointe	182
4.4.1.2.5.2)	Déséquilibres importants	184
4.4.1.3)	Remboursement des frais fixes de transmission	185
4.4.2)	<u>Les escomptes offerts par les Producteurs</u> <u>(CMP DE TCPL)</u>	186
4.4.3)	<u>Les ajustements du coût du gaz</u>	187
4.4.3.1)	Le "Mini PCPC" proposé par la requérante	189
4.4.3.2)	L'intérêt d'un "PCPC" de GMI	191
4.4.4)	L'ouverture du marché à la concurrence	191
4.4.5)	La "Communauté des usagers d'un réseau"	194
4.4.5.1)	L'interfinancement entre les abonnés des tarifs de vente et ceux des tarifs de livraison	196
4.4.5.1.1)	Dans son aspect global; par classe	196
4.4.5.1.2)	Dans son aspect individuel	199
4.4.5.2)	L'interfinancement entre les grands et petits consommateurs	201
4.5)	<u>Conclusion</u>	202
5)	<u>DECISION PARTIELLE ET PROVISOIRE</u>	205

Annexe "A"	Tarif provisoire FP: Service de fourniture de pointe	208
Annexe "B"	Tarif Provisoire 1 : Service Général	211
Annexe "C"	Tarif 12: Service continu pour carburant de véhicules motorisés	214
Annexe "D"	D: Tarifs de Livraison	216
Annexe "E"	Additions aux Dispositions Générales du Règlement Tarifaire	227

1) REQUÊTE

La Régie a reçu le 1er novembre 1985 une requête datée du même jour, modifiée en date du 17 décembre 1985 et subséquemment modifiée en version finale le 12 février 1986 et dont les conclusions se lisent comme suit:

"PAR CES MOTIFS, PLAISE A LA RÉGIE:

RECONNAITRE ET ADMETTRE chacun des nouveaux éléments identifiés au paragraphe 14 tel que demandé et faire droit à la demande énoncée au paragraphe 15;

PRENDRE ACTE du revenu net global projeté pour la période témoin pour l'entreprise regroupée;

MAINTENIR EN VIGUEUR les tarifs existants en y ajoutant toutefois les modifications spécifiques qui suivent:

RENDRE UNE ORDONNANCE PRÉLIMINAIRE autorisant la mise en vigueur à compter du 1er janvier 1986;

1. des modifications proposées à la structure du Tarif 1;

2. du Tarif de Fourniture de Pointe (FP);

3. des modifications proposées au Tarif 12;

4. des modifications proposées au PSC;

5. de l'outil commercial déposé sous le pli de la confidentialité;

6. des modifications aux Dispositions Générales de chacun des Règlements tarifaires pour y incorporer l'option service de livraison telle que proposée par la requérante à la pièce GMi 26, doc.1 révisée le 12 février 1986;

AUTORISER la requérante aux termes de l'article 41 à étendre son réseau jusqu'à Windson (Qué.) afin de pouvoir y desservir DOMTAR INC., mais la dispenser des exigences de la G-278.

2) PROCÉDURE

La requérante, distributrice de gaz au Québec au sens de la Loi sur la Régie de l'électricité et du gaz (L.R.Q., chap. R-6) est soumise à la juridiction de la Régie et présente sa requête en vertu des articles 24, 25, et 28 de ladite Loi.

Conformément à l'article 33 de la Loi sur la Régie de l'électricité et du gaz (L.R.Q., chap. R-6), des avis publics relativement à la requête ont paru dans les journaux suivants aux dates ci-après:

- North Bay Nugget	15 novembre 1985
- La Presse	15 novembre 1985
- Le Devoir	15 novembre 1985
- The Gazette	15 novembre 1985
- Le Soleil	15 novembre 1985
- Le Nouvelliste	15 novembre 1985
- The Sherbrooke Record	15 novembre 1985
- La Tribune	15 novembre 1985
- Rouyn Noranda Press	19 novembre 1985
- La Frontière	19 novembre 1985
- Journal Témiscamien Inc.	20 novembre 1985
- The Quebec Chronicle Journal	20 novembre 1985

Sont intervenus par écrit:

- Me Georges Audet, au nom de l'Association des Consommateurs Industriels de Gaz (ACIG)
- Monsieur Robert Heider, au nom de Trans-Québec et Maritimes (TQM);

Les audiences publiques ont été tenues au siège social de la Régie aux dates suivantes: les 26, 27, 28 novembre, les 3, 4, 10, 12, 17, 18 et 19 décembre 1985, les 14, 15, 21, 22, 23, 28, 29, 30 janvier, les 4, 5, 11, 12, 13, 18, 19, 20, 25, 27 février ainsi que les 4, 6, 12 et 20 mars 1986.

Au cours des procédures, la requérante a déposé des pièces et des témoignages à l'appui de sa requête ainsi que la preuve documentaire sous pli confidentiel relativement à la concurrence.

La requérante était représentée par Me Louise Martin de l'étude Clarkson, Tétrault, avocats et fit témoigner messieurs:

- C. Cartier, Chef de Service, Tarification;
- Y. Millette, Directeur, Affaires de Réglementation;
- H. Bui-Quang, Vice-président, Commercialisation et Tarification;
- M. Kayal, Directeur, Planification et Développement de Marché;
- Y. Blanc, Chef de Service, Étude de Commercialisation;
- C. Gauthier, Directeur, Développement de Marché;
- R. Normand, Vice-président sénior, Service Finance et Réglementation;
- M. Gourdeau, Vice-président, Approvisionnement Gazier;
- N. Turnbull, Vice-président, Budget et Contrôle;
- D. Aubin, Directeur, Service financier;
- J. Bulger, Directeur des Approvisionnements Gaziers;
- R. Lassonde, Secrétaire et Directeur du Contentieux;
- M. Éthier, Conseiller en Fiscalité;
- J. Caussignac, Vice-président sénior, Administration;
- J. Baladi, Vice-président sénior, Ressources Energétiques et Techniques

tous à l'emploi de la requérante, ainsi que Monsieur

- Stephen F. Sherwin, Executive Vice-President,
Foster Associates, Inc.

L'Association des Consommateurs Industriels de Gaz (ACIG) représentée par Me Georges Audet, de l'étude Heenan, Blaikie, Jolin, Potvin, Trépanier, Cobbett, avocats fit témoigner messieurs:

- T. Bjerkelund, Executive Director, IGUA.
- L. Rizzoto, Manager of Purchasing, Noranda Inc.
- J. Balaban, General Manager, Oil and Gas, Brenda Mines.

L'intervenante Trans-Québec et Maritimes était représentée lors des audiences par M. Phi Dang.

La Régie était assistée de son conseiller juridique, Me Eva Bitton, avocat, ainsi que des membres suivants de son personnel.

- Lucien Mouton, c.a., Directeur des Services Financier et Économique;
- Raymond Cazes, du Service Économique;
- Raymond Bureau, c.a. du Service Financier.

Les parties ont convenu de verser la partie du dossier de la présente cause et les témoignages qui concernent les ventes directes dans le dossier de la cause R-3083-85 dans laquelle les requérantes Noranda Inc. et Brenda Mines Ltd demandent un tarif pour la livraison du gaz par GMi dans la Zone Nord de son territoire.

3) PREUVE ET POSITION DES PARTIES

La requérante évoque l'urgence pour demander à la Régie d'émettre une ordonnance provisoire portant sur des modifications qu'elle allègue devoir apporter à son Règlement Tarifaire et à ses programmes commerciaux pour rencontrer la concurrence et sur une "Option Service de Livraison" qu'elle souhaite offrir aux usagers de gaz naturel pour se conformer à l'accord dit "de l'Ouest" relatif à la déréglementation des prix du gaz naturel au Canada.

3.1) Modifications aux Tarifs et aux Programmes

3.1.1) Huis clos et confidentialité

La requérante a demandé d'appliquer le huis clos et la confidentialité à la partie de sa preuve qui traite du niveau de la concurrence et des moyens d'y faire face qu'elle demande à la Régie d'autoriser. (T.S. p. 3)

La Régie a accepté de procéder à huis clos et de traiter de façon confidentielle certains éléments que la requérante jugeait nécessaire à sa preuve, sous réserve que celle-ci puisse démontrer dans chaque cas qu'elle subirait un préjudice si l'information était rendue publique et qu'une date raisonnable de levée de l'embargo soit fixée. (T.S. pp. 9 à 14).

Le procureur de la requérante a alors soutenu que:

"...si la Régie en venait à la conclusion que notre preuve n'est pas suffisante pour lui permettre d'accorder la confidentialité, à ce moment-là, nous serions forcés de vivre avec un choix de laisser la preuve complète en prenant le risque de la non-confidentialité ou de réduire notre preuve et de vivre avec."

(T.S., pp. 12 et 13).

La Régie a demandé à la requérante de dresser une liste des pièces en indiquant les motifs de ce traitement et la date de levée de l'embargo demandé. (T.S. p. 384)

Par sa pièce GM-41 déposée le 20 mars 1986, la requérante propose que l'embargo sur les pièces au soutien de ses demandes de modification à ses tarifs et à ses programmes de commercialisation soit levé à compter de la date de l'ordonnance de la Régie si les décisions qui s'y trouvent lui sont favorables et qu'un embargo de trois ans soit imposé dans le cas contraire. Cette pièce propose également un embargo de trois ans sur les transcriptions prises en huis clos.

Par ailleurs la confidentialité a aussi été demandée relativement aux pièces, GMi 36, d.1 et d.2.

En réponse à une demande de la Régie, formulée le 17 décembre 1985, la requérante a déposé la pièce GMi 36, d.1, le 30 janvier 1986 qui indique les prix convenus avec ses abonnés interruptibles et les volumes de leur retraits en service interruptible et en service continu pendant la période du 1er octobre 1984 au 30 septembre 1985.

A la demande de la Régie, elle a modifié cette pièce le 17 février 1986 pour y inclure les volumes souscrits en continu par ses abonnés et déposé une pièce additionnelle GMi 36, d.2, qui fournit la projection des mêmes données pour la période du 1er octobre 1985 au 30 septembre 1986.

Lors du dépôt de ces dernières pièces, la requérante avait déclaré qu'elles n'étaient pas de nature confidentielle mais elle s'est ravisée pour en demander la confidentialité le 25 février 1986 en alléguant qu'un préjudice lui serait causé si les prix convenus de ses clients étaient connus.
(T.S. page 1778 et page 2262)

3.1.2) La Concurrence: Motif des Modifications Demandées

3.1.2.1) En général

A l'allégué 7 de la requête, la requérante expose que:

"La situation concurrentielle qui prévaut actuellement tant sur les marchés internationaux du pétrole que localement, où elle rentre en concurrence directe avec l'électricité dans tous les marchés, a une incidence marquée sur l'ensemble du dossier de la requérante"

Sur ce sujet, la requérante a déposé un mémoire (GM1 20, d.1) que le témoin Bui-Quang résume comme suit:

"Notre mémoire sur la situation concurrentielle a pour but de faire le point sur la situation concurrentielle dans le marché de l'énergie au niveau des prix pratiqués présentement et ceux prévus pour 1986. De plus, nous avons traité de façon spécifique les programmes commerciaux mis de l'avant par Hydro-Québec ainsi que de leur impact sur le déplacement du gaz naturel."

(T.S., p. 18)

La page 4 de ce mémoire mentionne que "bien que le prix ne soit pas le seul élément de concurrence dans le secteur de la distribution d'énergie, il n'en demeure pas moins qu'il est le plus important". Les programmes commerciaux tels que les subventions à la conversion et les améliorations technologiques ainsi que les services après vente font maintenant partie, avec le prix de vente, d'un ensemble indissociable qui est la situation concurrentielle.

A la même page, ce mémoire avance que les surplus d'électricité et la déréglementation du pétrole et du gaz, combinés à la croissance très modérée de la demande énergétique globale, viennent modifier les conditions existantes du marché de l'énergie et incitent une concurrence de plus en plus vive entre les différentes sources d'énergie.

Le tableau suivant résume, selon la requérante l'état de la concurrence en 1985 entre le gaz naturel, le mazout et l'électricité pour chacun des secteurs résidentiel, commercial, institutionnel et industriel.

TABLEAU 3.1.2.1.) - 1
SITUATION CONCURRENTIELLE DES FORMES D'ÉNERGIE AU QUÉBEC

Description	Consommation en gaz m ³	Coût annuel (\$)				Indice du coût (Gaz=100%)		
		Gaz	Mazout	Électricité		Mazout	Électricité	
				Régulier	Bi-Éner.		Régulier	Bi-Éner.
		\$	\$	\$	\$ (A)	%	%	%
1985	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
<u>Résidentiel</u>								
<u>Unifamilial</u>								
Chauffage (A)	-	734	922	799	-	126	109	-
Chauffage (B)	-	629	922	799	-	147	127	-
<u>Édifices à</u>								
<u>logements</u>								
8 logements	18 000	4 343	5 315	4 957	4 018(A)	122	114	93
48 logements	108 000	25 234	31 890	29 740	21 320(B)	126	118	84
150 logements	337 500	75 894	99 654	92 937	66 625(B)	131	122	88
<u>Commercial</u>								
Petit	8 000	2 097	2 363	3 050	N/A	113	149	N/A
Moyen	30 000	7 226	8 862	11 709	5 923	123	162	82
Grand	55 000	13 038	16 248	20 698	10 859	125	159	83
<u>Institutionnel</u>	500 000	110 000	147 708	159 190	98 714	134	145	90
<u>Industriel</u>								
Petit	59 588	14 066	15 908	21 621	11 832	113	154	84
Moyen	556 557	124 053	150 171	173 510	112 480	121	140	91
Grand	38 525 862	6643 014/7562	657/8772	468	-	114	132	-
Interruptible	6 600 000	1147 806/1165 080	-	1 003 829(C)	-	102	-	87

SOURCE: GMI 20, d.1, pages 12-15

Note : (A) Efficacité des appareils au gaz : 67,5%

(B) Efficacité des appareils au gaz : 80,0%

(C) Tarif d'électricité excédentaire d'Hydro-Québec

3.1.2.2) Le Gaz naturel vis-à vis l'électricité

3.1.2.2.1) Secteur résidentiel

Hydro-Québec a majoré ses tarifs de 2,5% en moyenne pour l'ensemble des clients applicable au 1er mai 1985. Par contre, les propriétaires d'habitation collectives assujettis à une variante du tarif domestique, appelé tarif D multiple, ne subissent qu'une augmentation annuelle moyenne de 0,8% en 1985. Les tarifs bi-énergie B et BM ont été majorés de 4,8% et 3,9% respectivement au 1er janvier 1985. (GMI 20, d. 1, p. 10).

Les tarifs du gaz naturel, en moyenne, ont baissé de 1,0% le 1er février 1985 et de 1,8% le 27 juin 1985 (GMI 20, d. 1, p. 11).

En 1985, le gaz naturel a conservé un avantage concurrentiel par rapport à l'électricité sauf pour les tarifs bi-énergie applicables aux édifices à logements multiples (GMI 20, d. 1, pp. 11 et 13).

Le témoin Gauthier déclare que le marché résidentiel devient plus difficile à pénétrer. Il attribue ce fait principalement à deux facteurs soit la disparition du Programme Canadien pour le Remplacement du Pétrole (PCRP), et la sollicitation agressive du potentiel sur réseau par Hydro-Québec avec son programme bi-énergie. (T.S., p. 25)

3.1.2.2.2) Secteurs commercial et institutionnel

Dans ces secteurs, le mémoire avance que le gaz naturel est plus concurrentiel que l'électricité dite régulière, avec un avantage variant de 49 à 62% dans le secteur commercial et de 45% dans le secteur institutionnel. Cependant, le gaz demeure défavorisé par rapport aux tarifs bi-énergie. (GMI 20, d.1, p. 14).

Le témoin Gauthier déclare que, contrairement aux années antérieures, le gaz naturel fait face à une compétition vive de la part d'Hydro-Québec suite à l'extension du programme bi-énergie niveaux commercial et industriel. Cette agressivité de l'électricité se manifeste non seulement auprès de la clientèle potentielle, mais aussi auprès des abonnés actuels de la requérante. (T.S., p. 26)

En outre, le témoin Bui-Quang indique que le gaz naturel est vulnérable dans ce secteur parce que les appareils de plusieurs abonnés sont vétustes. (T.S., pp. 290 à 295)

3.1.2.2.3) Secteur industriel

Ledit mémoire mentionne que le prix du gaz naturel est plus bas que le prix dit "régulier" de l'électricité, soit de 32% à 54% de moins selon les abonnés à petit, moyen ou grand débit. Par rapport aux tarifs promotionnels, soit les tarifs à rabais, tarifs d'électricité excédentaire et tarifs bi-énergie, le gaz naturel coûte encore plus cher, soit entre 9% et 16% de plus. (GMI 20, d. 1 p. 15).

3.1.2.3) Le gaz naturel vis-à-vis pétrole

3.1.2.3.1) Secteur résidentiel

Selon le mémoire de la requérante, de septembre 1984 à septembre 1985, le prix de l'huile à chauffage n'a pas changé, celui-ci se situant autour de 32,5¢/litre pour les clients résidentiels (GMi 20, d. 1, p. 8). En 1985, l'avantage concurrentiel du gaz naturel par rapport au mazout était d'environ 26% pour une maison unifamiliale utilisation du chauffage, et variait entre 22% et 31% pour les édifices à logements. (GMi 20, d. 1, pp. 11 à 13)

3.1.2.3.2) Secteurs commercial et institutionnel

Selon la requérante, la position concurrentielle du gaz naturel s'est légèrement améliorée par rapport au mazout no 2. En 1985, l'avantage se situait entre 13% et 25% dans le secteur commercial et à environ 34% dans le secteur institutionnel (GMi 20, d. 1, p. 14)

3.1.2.3.3) Secteur industriel

Le mémoire indique que le prix de mazout lourd a baissé d'environ 3,10 \$/baril dans la période de septembre 1984 à septembre 1985 (GMi 20, d. 1, p. 8). En conséquence, la marge concurrentielle du gaz naturel s'est détériorée de 7% en moyenne par rapport au mazout lourd.

Cependant, le gaz naturel détient encore un avantage concurrentiel d'environ 13% pour les abonnés à petit débit, d'environ 21% pour les abonnés à moyen débit et d'environ 2% pour les abonnés au service interruptible (GMi 20, d.1, p.15).

3.1.2.4) Prévisions 1986

3.1.2.4.1) Le marché du pétrole

En ce qui concerne le prix international du pétrole brut, la requérante prévoit un équilibre précaire pour le court-terme et une stagnation en prix réel (GMi 20, d. 1, p. 20). Elle estime que le prix du pétrole canadien à Montréal devrait continuer à suivre l'évolution du prix international et baisserait à 37,43\$/baril en 1986. Le prix du mazout lourd suivrait cette tendance et atteindrait respectivement 33,50\$/baril et 30\$/baril pour les mazouts no 6 à 1,5% et à 3% de teneur en soufre respectivement. (GMi 20, d. 1, p. 22).

Le témoin Cartier est d'avis que le prix du mazout no 2 devrait suivre l'évolution du pétrole brut au cours de 1986. Il ne prévoit pas de changement majeur à moins que de nouveaux déroulements se présentent. (T.S., pp. 321 et 322)

3.2.2.4.2) Le marché de l'électricité

Selon la requérante, le prix de l'électricité devrait augmenter d'au moins 3,5% en 1986, en raison des besoins financiers d'Hydro-Québec (GMi 20, d. 1, p. 23).

Le témoin Bui-Quang prévoit que l'augmentation du prix de l'électricité serait au moins égale à l'inflation ou à l'augmentation du prix du mazout (T.S., pp. 328 et suivantes)

3.1.2.4.3) Le marché du gaz naturel

Le mémoire de la requérante souligne les effets suivants de la dérèglementation du prix du gaz naturel

- le gel du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta et à Toronto, à 2,79\$/GJ et à 3,79\$/GJ respectivement jusqu'au 1er novembre 1986,
- suite à l'élimination de la taxe de canadianisation en date du 1er novembre 1985 les usagers paieront moins cher pour le gaz qu'ils achètent (T.S., pp. 338 et 339),
- l'augmentation du 1er novembre 1985 du coût de transport de Trans Canada Pipelines sera absorbée par les producteurs gaziers en échange d'un plus grand accès aux marchés d'exportation,
- les ventes directes à des prix négociés entre producteurs et grands consommateurs industriels sont possibles à compter du 1er novembre 1985,
- les programmes de mise en marché permettront aux distributeurs d'offrir du gaz à des prix pouvant contrer la concurrence (GMI 20, d. 1, pp. 23 et 24).

3.1.2.5) Hydro-Québec

Concernant son concurrent principal, Hydro-Québec,
le Mémoire mentionne entre autres les points suivants:

- Depuis la fin des années 1970, en raison de la baisse de la demande énergétique couplée à l'augmentation de la production provenant des nouvelles mises en service des centrales de la Baie-James, Hydro-Québec s'est retrouvé avec d'importants surplus d'électricité
- Pour disposer de ce surplus de capacité, Hydro-Québec s'est tourné dès le début des années 80, vers les marchés d'exportation. Ces efforts commerciaux ont tardé à porter fruit à cause de la lenteur des négociations commerciales avec les éventuels acheteurs et à cause de la complexité juridique et technique reliée à la construction de nouvelles lignes de transmission et à leur connexion aux réseaux des acheteurs.
- Entre temps pour pallier à ces délais et écouler entre temps ce surplus d'électricité, Hydro-Québec a orienté sa stratégie vers le développement de son marché interne tout en essayant de ne pas augmenter la demande d'électricité en période de pointe. Au début et en harmonie avec les politiques énergétiques fédérales et provinciales, ses efforts ont été orientés vers le marché québécois des consommateurs d'huile.

- N'ayant pu écouler qu'une partie de ses surplus à l'intérieur du marché de remplacement d'huile, Hydro-Québec s'est tourné progressivement vers le déplacement du gaz naturel chez les abonnés de GMI et GICQ. Cette approche, discrète au début, a finalement été rendue publique à grand renfort de publicité et de programmes s'adressant à tous les consommateurs, incluant ceux du gaz. Selon la requérante, les représentants approchaient les clients du gaz naturel et signaient des contrats que l'administration d'Hydro-Québec entérinait bien que certains programmes stipulaient clairement qu'ils ne s'appliquaient pas aux consommateurs de gaz. Dans une seconde étape, les programmes étaient modifiés pour officialiser l'admissibilité des utilisateurs de gaz naturel.

3.1.2.5.1) Programme d'électricité excédentaire

Le premier programme commercial lancé par Hydro-Québec au printemps 81, celui de l'énergie excédentaire, subventionnait à 100% l'installation de chaudières électriques pour remplacer toute forme d'énergie autre que le gaz naturel. Cependant, dès le début du programme les clients de GMI furent sollicités et un volume important de gaz fut déplacé par l'électricité excédentaire. Depuis le début de ce programme, Hydro-Québec a modifié plusieurs fois son tarif afin de s'aligner vers le prix de l'huile lourde. Visant dans sa dernière démarche (été 1985) le déplacement du gaz naturel de façon officielle, Hydro-Québec prévoit incessamment indexer le prix de l'électricité au prix du gaz naturel.

3.1.2.5.2) Programme de rabais tarifaires

En juillet 1983, Hydro-Québec se tournait vers de nouvelles cibles de marché et offrait un programme de rabais tarifaire afin d'attirer spécifiquement de nouvelles implantations industrielles.

Cependant, l'interprétation des conditions d'admissibilité par les représentants d'Hydro-Québec rend l'application de ce programme quasi-discrétionnaire. Hydro-Québec a même offert le bénéfice de ce programme à certains abonnés de GMi.

3.1.2.5.3) Programme de stabilisation tarifaire

Pour s'assurer la loyauté de ses plus gros clients, Hydro-Québec introduisait en novembre 1984 le programme de stabilisation tarifaire. Dans le cadre de ce programme, le client d'Hydro-Québec peut négocier une fourchette qui encadrerait l'évolution de son prix d'électricité pendant les 10 années suivant la signature de son contrat.

3.1.2.5.4) Programme de bi-énergie

A l'automne 82, Hydro-Québec lançait son programme bi-énergie pour les résidences. Ce programme a connu un certain succès à cause d'une part de la simplicité d'installation des éléments chauffants électriques, mais surtout aussi à cause des subventions fédérales (PCRP) et celles d'Hydro-Québec qui avaient comme résultat d'abaisser le coût de conversion à environ 50\$.

En février 1984, Hydro-Québec a décidé d'étendre son application au secteur des petits immeubles à logements (2 à 20 logements) et au secteur des immeubles institutionnels chauffant à l'huile.

Tant en 1982 (programme résidentiel) qu'en 1984 (logement et institutionnel) les programmes bi-énergie d'Hydro-Québec stipulaient que la source d'énergie d'appoint devrait être autre que le gaz naturel ou le bois. Si pour des raisons techniques cette clause empêchait les abonnés résidentiels de GMI de bénéficier du programme bi-énergie, ceci n'était pas le cas pour les institutions chauffant au gaz et dotées de brûleurs convertibles. Parallèlement à l'implantation de travaux importants d'augmentation de la capacité de transmission et de distribution dans certains secteurs géographiques de la province, Hydro-Québec introduisait son programme bi-énergie dans les institutions publiques. Ici encore, les abonnés de GMI ont été sollicités.

GMI allègue avoir perdu plusieurs clients institutionnels importants et qu'elle a dû faire des concessions considérables pour en conserver d'autres. Pour réagir aux mesures que les distributeurs de gaz ont pris pour demeurer concurrentiels, tant dans le marché de la conversion que dans celui de la rétention de leur propre clientèle, Hydro-Québec a modifié ses règles d'admissibilité au programme bi-énergie institutionnel.

En juin 1985, Hydro-Québec annonçait de nouveaux programmes commerciaux et en particulier l'extension de son programme bi-énergie aux secteurs commercial et industriel. Dans cette nouvelle version, Hydro-Québec stipulait que la source d'énergie d'appoint doit être autre que le bois; selon la requérante, Hydro-Québec accepte officiellement maintenant le gaz naturel comme source d'appoint.

3.1.2.5.5) Programme de conversion des chauffe-eau

Le 10 juin 1985, Hydro-Québec lançait le programme d'implantation des électrotechnologies. Une équipe de 20 spécialistes a été mise sur pied pour vendre le programme auprès des industriels.

3.1.2.6) Concurrence et Réglementation

Selon la requérante, le fait d'être ou de ne pas être soumise à certaines formes de réglementation influence énormément la situation concurrentielle des différentes formes d'énergie.

Voici quelques extraits du mémoire sur ce sujet:

- "Les compagnies distributrices de pétrole possèdent l'outil de flexibilité par excellence, le prix unitaire négocié. Lorsqu'elles se font concurrence entre elles, elles sont en mesure de réagir promptement. Cette flexibilité découle du fait qu'à partir de la tête de puits jusqu'au consommateur, chaque maillon de la chaîne est soumis presque uniquement aux forces du marché, offre et demande, productivité et autres. Chaque maillon de cette chaîne peut réagir indépendamment des autres éléments".

- "Les prix du gaz naturel ne possèdent pas la flexibilité des prix du mazout car ils sont réglementés au niveau provincial. Jusqu'à tout récemment, le prix du gaz naturel était fixé par le fédéral à 65% du prix du pétrole à Toronto. Aucune flexibilité n'existe dans la fixation des prix aux clients gaziers exception faite de la mince négociation possible dans les tarifs à grand débit et dans le service interruptible".

- "Le prix d'achat du gaz naturel représente aujourd'hui environ 75% du prix de vente. Il faudra attendre le 1er novembre 1986 pour connaître l'impact de la déréglementation sur ce pourcentage, et voir si le prix de vente sera allégé et plus flexible. Dans le passé, le prix du gaz fluctuait en fonction du prix du pétrole et des taxes fédérales, dans l'avenir, la demande et la concurrence fixeront les prix sur le marché".

- "Les prix de l'électricité ont comme les prix du gaz naturel une certaine rigidité. Ils ont évolué au cours des ans en fonction des besoins financiers de l'Hydro-Québec et aussi en relation avec les prix du pétrole. Dans la pratique Hydro-Québec possède une certaine flexibilité dans la fixation de ses prix de vente dans le sens qu'elle peut exercer un contrôle sur ses sources d'approvisionnement (prix et quantité) et n'a pas d'exigence au niveau du rendement".

3.1.3) Demandes de la requérante relatives aux tarifs et programmes

La requérante demande à la Régie de rendre une ordonnance préliminaire autorisant la mise en vigueur des éléments suivants, à compter du 1er janvier 1986:

- des modifications proposées à la structure du Tarif 1;
- du Tarif de Fourniture de Pointe (FP);
- des modifications proposées au Tarif 12;
- des modifications proposées au PSC;
- de l'outil commercial déposé sous le pli de la confidentialité

et d'élargir et d'extensionner le compte de transition tarifaire établi aux termes de l'ordonnance G-402 pour y imputer l'effet des modifications aux Tarifs 1 et FP. (T.S. p. 579 et suivantes).

3.1.3.1) Tarif 1

Le témoin Bui-Quang mentionne que pour la demande concernant le Tarif 1, la requérante demande une plus grande flexibilité de façon à pouvoir s'orienter vers une stratégie de prix variables plutôt que d'appliquer une stratégie tarifaire uniforme à tout le monde. Cette stratégie a pour objectif de régler de façon individuelle un problème spécifique pour contrer la concurrence, minimisant ainsi l'impact sur l'ensemble de la clientèle au niveau de la marge brute. (T.S. pp. 79 et suivantes)

Les modifications proposées au Tarif 1 des Ordonnances G-402, G-417 et G-423 concernent en particulier le troisième palier de facturation et l'obligation minimale annuelle. (GMI 19, d.1, d.2 et d.3, pp. 1 et 2)

La structure tarifaire proposée se compose de trois paliers plutôt que dix et le troisième palier proposé prévoit une fourchette de prix.

L'article 2.1.2 du tarif proposé explicite le troisième palier proposé comme suit:

"Le prix au volume retiré pour les volumes excédant 3 200 m³ peut être réduit d'un escompte convenu entre la compagnie et l'abonné n'excédant pas ... ¢/m³".

Le tableau suivant montre l'escompte qui pourrait être accordé selon la proposition pour chacune des zones tarifaires du Tarif 1:

TABLEAU 3.1.3.1)-1

TROISIÈME PALIER - TARIF 1

	<u>G-402</u> <u>¢/m³</u>	<u>G-417</u> <u>¢/m³</u>	<u>G-423</u> <u>¢/m³</u>
3e palier			
Fourchette de prix	23,53-19,347	19,28-17,35	25,56-20
Escompte maximum	<u>4,183</u>	<u>1,93</u>	<u>5,56</u>

(GMI 19, d.1, d.2 et d.3, p. 1)

L'obligation annuelle minimale consiste en l'engagement de l'abonné à retirer le volume annuel minimal convenu entre la compagnie et l'abonné.

Advenant que l'abonné ne parvienne pas à recevoir le volume minimal convenu, le montant à payer pour le volume déficitaire sera calculé selon les dispositions de l'article 2.4.2 du tarif (GMI 19, d.1, 2 et 3, p. 2).

3.1.3.2) Tarif FP

En ce qui concerne la demande d'un Tarif de Fourniture de Pointe (FP), le témoin Cartier souligne que ce tarif vise principalement à décourager l'utilisation du gaz naturel comme combustible d'appoint à la bi-énergie (T.S. p. 231).

Vu la caractéristique particulière de ces retraits, le témoin Bui-Quang précise que la requérante n'a pas l'intention d'interfinancer l'Hydro-Québec dans ses coûts d'exploitation (T.S. p. 241).

Un objectif important des modifications proposées au Tarif 1 consiste à pouvoir accommoder le client qui a l'intention d'aller à la bi-énergie en lui offrant un escompte à l'intérieur de la structure tarifaire (T.S. p. 240).

Les principales caractéristiques du nouveau Tarif Fourniture de Pointe (FP) sont les suivantes:

Application: 80 à 85% des retraits d'un abonné sont effectués en décembre, janvier et/ou février; février;

Taux unitaire: Le même taux pour les trois zones tarifaires, soit une redevance d'abonnement de 20 \$ par compteur et un seul taux unitaire au volume retiré de 36,50 ¢/m³.

(GMI 19, d.1, d.2 et d.3, p.4)

Le témoin Cartier explique la méthode suivie et les hypothèses retenues pour fixer le taux

unitaire de 36,5 ¢/m³ au volume retiré. (T.S. p. 50).

Les pièces GMi 19, d.11 et 12 illustrent la situation concurrentielle d'un combustible unique par rapport à une utilisation bi-énergie pour les principales sources d'énergie, huile, électricité et gaz ainsi que la rentabilité du Tarif FP selon 5 scénarios.

La pièce GMi 19, d.13 explique le choix du critère d'application de 80% à 85% des retraits pendant les 3 mois d'hiver prévu à l'article 1.0 du tarif.

Selon le témoin Bui-Quang, un abonné pourrait être assujéti au Tarif FP lorsque la compagnie constate une consommation de 80% à 85% de la consommation annuelle durant les mois de décembre, janvier et/ou février ou lorsque suite à une vérification sur les lieux, il est déterminé que l'abonné peut utiliser le gaz principalement pour écrêter sa pointe d'hiver. (T.S. pp. 238 et suivantes).

3.1.3.3) Tarif 12

Les modifications demandées au Tarif 12 ont pour objet d'encourager la multiplication des postes de service pour les consommateurs de gaz pour carburant de véhicules motorisés permettant ainsi d'atteindre, par ce tarif et par le programme de conversion (900 \$), les deux objectifs indispensables à la croissance de ce marché, soit la conversion de nouveaux véhicules au gaz naturel et l'implantation de postes de ravitaillement additionnels. (T.S. p. 227).

En réponse à une question de la Régie, d'examiner l'intérêt pour les abonnés au Tarif 12 d'avoir accès aux autres tarifs, le témoin Bui-Quang soutient qu'il est important d'avoir un tarif distinct pour conserver la possibilité d'actions directes sur ce secteur très intéressant du marché (T.S. pp. 224 et suivantes).

Le procureur de la requérante de mentionner dans sa plaidoirie:

"... marché qui constitue la seule zone très importante de développement potentiel."
(T.S. 583)

Les principaux changements proposés au Tarif 12 consistent à réduire la structure tarifaire à trois paliers de facturation plutôt que dix et de prévoir un escompte au troisième palier.

Il est important de souligner que dans la proposition, le taux unitaire au volume retiré sous le Tarif 12 est inférieur à celui du Tarif 1 proposé d'environ 4 ¢/m³, contrairement aux tarifs existants où le Tarif 12 est de 1 ¢/m³ supérieur au taux unitaire du Tarif 1 pour le volume retiré.

Le tableau suivant montre l'escompte qui pourrait être accordé selon la proposition tarifaire ainsi que la redevance d'abonnement pour chacune des zones tarifaires.

TABLEAU 3.1.3.3)-1

TAUX UNITAIRE PROPOSÉ - TARIF 12

	<u>G-402</u>	<u>G-417</u>	<u>G-423</u>
Redevance d'abonnement par compteur	14,50 \$	15,50 \$	14,75 \$
<u>Palier</u>	¢/m ³	¢/m ³	¢/m ³
Premiers 1 000 m ³	21,50	16,66	22,58
2 200 m ³ suivants	20,53	16,28	22,56
Excédent 3 200 m ³	20,53-16,05	16,28-14,35	22,56-17,00
Escompte maximum	4,48	1,93	5,56

(GMI 19, d.1, d.2 et d.3, p.3)

3.1.3.4) Compte de transition

La requérante demande à la Régie d'élargir et d'extensionner le compte de transition tarifaire pour permettre d'y imputer l'effet des modifications proposées au Tarif 1 et au nouveau Tarif FP.

La requérante propose que tout manque à gagner qui serait généré par l'escompte accordé au Tarif 1 soit comptabilisé dans un compte de transition, et que dès la prochaine année, le solde de ce compte soit passé à l'ensemble de la clientèle du Tarif 1, la concurrence étant le critère d'imputation utilisé. (T.S. pp. 271 et suivantes).

3.1.3.5) Programme PSC

Les modifications proposées au programme PSC ont pour objet de doter l'entreprise de moyens additionnels pour faire face à l'évolution de la situation concurrentielle dans les secteurs de marché en croissance. (T.S. pp. 132 et suivantes).

Selon le témoin Blanc, les modifications proposées auront pour effet d'améliorer la cohérence, la communication et l'application du programme et éviter tout risque de confusion avec les anciens programmes (T.S. p. 41).

Les changements proposés consistent à accorder des subventions aux entreprises utilisant le gaz naturel comme matière première et à favoriser l'implantation d'appareils à gaz créant ainsi une augmentation de la consommation de gaz naturel chez un abonné actuel ou en ajoutant un nouvel abonné au réseau.

Aux pages 39 et suivantes de son témoignage le témoin Blanc souligne les principaux changements apportés au PSC et explique les modifications et les motifs de ces modifications article par article.

En réponse à une question du procureur de l'ACIG, concernant la limite du montant de subvention prévue au programme, le témoin Blanc précise qu'il n'y a pas de limite prévue celle-ci étant :

"La limite est toujours la rentabilité pour Gaz Métropolitain d'une part, et d'autre part le montant qu'il est nécessaire d'accorder au client pour rendre la conversion ou l'installation des équipements rentables..." (T.S. pp. 362 et suivantes)

3.1.3.6) Programme de Consolidation de la Clientèle (PCC)

L'outil commercial demandé (PCC) par la requérante a pour objet de contribuer à la rétention de la clientèle existante et de faire concurrence à la bi-énergie électricité/gaz. (T.S. p. 407)

Le programme spécifie le champ d'application faisant l'objet d'une subvention, le bénéficiaire de la subvention, la nature et limite de la subvention ainsi que les dépenses y relatives admissibles.

La condition principale à l'obtention de la subvention est la signature d'un contrat de fourniture de gaz de trois ans après la confirmation par le distributeur de l'admissibilité du bénéficiaire au PCC.

La requérante demande à la Régie d'approuver le programme PCC rétroactivement à compter du 1er juin 1985.

Le témoin Blanc mentionne que ce programme est en vigueur depuis l'été 1985 et la demande de la requérante serait de continuer son application en 1986 et de reconnaître les déboursés encourus en 1985. (T.S. p. 348)

La requérante prévoit avoir dépensé un montant de 357 500 \$ dans ce programme en 1985. Elle demande à la Régie d'appliquer rétroactivement un traitement comptable similaire à celui du programme PSC. (T.S. pp. 350 et 351).

Pour les 9 premiers mois de 1986, un montant de 1 500 000 \$ est prévu en subvention. De ce montant, 60% à 70% servirait à études techniques et 30% à l'amélioration des équipements des abonnés. (T.S. pp. 476 et 478).

En réponse à une question de la Régie concernant la rentabilité du PCC, le témoin Blanc précise que la rentabilité ne peut se calculer de façon traditionnelle compte tenu qu'il n'y a pas de volume additionnel résultant de la subvention accordée. Selon lui, il faut plutôt faire une analyse coûts/bénéfices. La marge brute étant l'enjeu pour la requérante, le témoin Blanc considère raisonnable d'accorder jusqu'à 10 fois la marge brute comme risque maximum pour conserver le client, soit l'équivalence de perdre le client pendant dix ans. (T.S. pp. 463 et 464).

La requérante propose amortir la subvention sur dix ans afin de réduire l'effet du programme sur les tarifs. (T.S. pp. 463 et suivantes)

Le témoin Bui-Quang ajoute que si le client concerné par la subvention est retenu, la dépense serait capitalisée, si le client est perdu le montant devrait passer à la dépense de l'année. (T.S. page 474).

3.1.4) Risque et responsabilité

Aux audiences du 28 novembre 1985, la Régie a soulevé plusieurs questions relatives à la responsabilité de la compagnie dans le contexte de la plus grande "flexibilité" qu'elle demande et plus particulièrement relatives à la part du risque résultant de cette "flexibilité" que les actionnaires seraient disposés à endosser. (T.S. pp. 88 et suivantes et p. 527).

La requérante a jugé approprié de faire témoigner le vice-président sénior finances et réglementation, Monsieur Robert Normand, pour répondre à ces questions. (T.S. p. 526).

Dès le début de son témoignage, le témoin Normand précise:

"Donc je crois en effet qu'une réduction du rendement pour améliorer la marge concurrentielle aurait des effets négatifs plus grands sur l'entreprise et ses clients que l'avantage consenti à court terme." (T.S. p. 528)

Il mentionne six points qui selon lui auraient un impact négatif sur l'entreprise:

- un signal dramatique aux investisseurs;
- une indication que la position concurrentielle est désespérée ce qui ajoute un élément de risque élevé pour l'investisseur;
- un réflexe des agences de crédit considérant le geste comme une baisse dans la protection des investisseurs;
- un effet dépressif sur la valeur des actions par un déplacement des investisseurs vers d'autres opportunités;

- l'exigence des investisseurs d'un rendement plus que raisonnable dans les années subséquentes;
 - la difficulté d'atteindre de nouveaux actionnaires.
- (T.S. pp. 528 et suivantes)

Selon le témoin, l'effet d'une réduction de rendement sur la marge concurrentielle est marginale compte tenu de la faible importance de l'élément rendement sur les revenus totaux de l'entreprise. (T.S. p. 530)

3.1.5) Plaidoiries et réplique

3.1.5.1) Procureur de la requérante

Le procureur de la requérante a présenté une rétrospective de ses demandes spécifiques, des témoignages relatifs à la position concurrentielle, de la flexibilité nécessaire pour faire face à la concurrence et des exigences particulières du marché. (T.S. pp. 579 et suivantes).

Les questions d'ordre général soulevées par le procureur sont:

- Qui absorbera le manque à gagner porté au compte transitoire?
- L'actionnaire devrait-il contribuer en recevant un rendement moins que raisonnable?
- Comment peut-on réconcilier la flexibilité demandée et l'exercice des responsabilités de l'organisme de réglementation?

- Est-il urgent d'obtenir les modifications demandées? (T.S. page 589)

Sur l'ensemble des questions, Me Martin relève les témoignages importants de chacun des représentants de la requérante.

En ce qui concerne l'interrogation sur la flexibilité accordée versus les responsabilités de la Régie, elle fait ressortir la différence majeure entre les autres organismes de réglementation et la Régie de l'Électricité et du Gaz relativement à la fixation des taux et prix en indiquant que le terme "juste et raisonnable" n'est pas mentionné dans la Loi qui gouverne la Régie de l'Électricité et du Gaz. (T.S. pp. 599 et suivantes).

Selon Me Martin, le législateur a reconnu la situation particulière pour le gaz et elle ajoute:

"... et le gaz lui, s'il fallait qu'on l'encarcane dans un système de réglementation tarifaire strict comme il existe dans les autres régies, ne pourrait pas survivre."

(T.S. pp. 606 et suivantes)

et de conclure

"... la Régie, Elle, a la liberté, la flexibilité et la discrétion, contrairement à ce qui existe dans les autres régies, de faire un régime réglementaire et d'accepter une structure tarifaire qui permettent à la compagnie d'avoir la flexibilité dont elle a besoin." (T.S. p. 607)

Selon elle, il doit dans ce contexte s'établir un climat de confiance entre le distributeur et la Régie par des efforts de transparence de la requérante vis-à-vis la Régie, le devoir de la Régie étant de s'assurer que les critères appliqués par le distributeur envers ses abonnés sont des critères raisonnables. (T.S. pp. 607 et suivantes).

Le procureur résume de la façon suivante l'urgence d'une décision favorable pour le 1er janvier 1986:

"Les exigences d'une action rapide et variée qu'impose la dynamique de la situation concurrentielle qui prévaut depuis juin 1985 demandent que nous puissions avoir les outils rapidement." (T.S. p. 611).

3.1.5.2) Procureur de l'intervenante ACIG

Me Georges Audet reconnaît que la requérante doit avoir une certaine flexibilité dans l'application de ses tarifs mais il souligne que:

"... il y a un principe qui est généralement et universellement reconnu en Droit, c'est que plus un organisme a de la flexibilité, que ce soit un organisme judiciaire ou quasi-judiciaire, ou même purement administratif, plus il a de flexibilité, plus il a l'obligation de s'assurer qu'il n'agit pas de façon discriminatoire... Je crois que c'est pousser le silence de la Loi à une situation absurde, et qui fait fi de l'obligation de justice naturelle que doit observer tout tribunal." (T.S. pp. 612 et suivantes).

Selon lui, la flexibilité ne doit pas être indûment discriminatoire et doit être accordée de façon uniforme à tout le monde. Cette flexibilité n'enlève pas le rôle d'arbitre de la Régie, prévu à l'article 2 de la Loi qui la gouverne. (T.S. pp. 615 et suivantes).

Le procureur considère qu'au niveau du risque de l'entreprise, le rendement sur équité doit être conforme à ce risque et aussi en ligne avec celui que réalise des entreprises de même ordre de grandeur et de même risque au Canada. (T.S. p. 625)

Concernant la demande d'introduire une fourchette de prix au Tarif 1, Me Audet précise qu'il ne faut pas que les avantages que l'on veut accorder par voie de négociation à certains usagers soient indûment discriminatoires pour les autres usagers. (T.S. p. 626)

Selon Me Audet, l'aspect négatif du nouveau Tarif FP est que l'on impose un tarif punitif à l'abonné qui utilise le gaz uniquement en service de pointe, ce qui n'était pas prévu lorsqu'on lui a présenté le tarif original. Le problème en est un de développement et d'efficacité technologique où la requérante pourrait aussi tenter de remettre le change à l'Hydro-Québec. (T.S. pp. 627 et suivantes).

Me Audet soumet à la Régie qu'il ne trouve aucune justification qui puisse permettre l'établissement du compte de transition pour les Tarifs 1 et FP. Ne pas connaître les conséquences d'une situation

"ne veut pas dire que ça échappe au contrôle de l'entreprise et dans les circonstances la demande de la requérante est du revenu garanti" (T.S. pp. 628 et suivantes).

Le procureur termine sa plaidoirie en commentant sur la rentabilité des programmes. Selon lui, la rentabilité des programmes est très discutable compte tenu des éléments qui ne sont pas inclus dans la méthode d'analyse de rentabilité utilisée. Il reconnaît que l'ajout d'un client au réseau n'augmente pas significativement le coût d'exploitation, mais il soutient que pour 21 000 clients et environ 35 000 000 \$ de subventions, il y a certainement des frais d'exploitation dont quelqu'un doit faire les frais.

Il conclut en disant:

"Est-ce que dans le vrai monde c'est comme cela que ça se passe que l'on obtienne un rendement complet le jour où l'investissement est fait? Je pense que la réponse est dans la question".
(T.S. pp. 633 et suivantes).

3.1.5.3) Réplique de Me Martin

En réponse à Me Audet concernant le compte de transition pour les Tarifs 1 et FP, elle déclare que la requérante ne demande pas le revenu additionnel requis pour combler le manque à gagner dans la présente cause tarifaire.
(T.S. p. 636).

En ce qui concerne le risque de la compagnie, Me Martin est d'avis que le procureur d'ACIG n'a pas bien examiné le système qui existe puisqu'il y a un plafond au rendement que la compagnie peut réaliser et pas de plancher.
(T.S. p. 637)

Pour Me Martin, les trop perçus sont le résultat d'une saine gestion et sont redistribués aux abonnés en vertu du mécanisme que la Régie a mis en place. (T.S. p. 638).

Selon elle, la question des droits acquis pour les abonnés exposés au Tarif FP pourrait se traduire par le même droit acquis pour la compagnie de fournir toute la demande en gaz de l'abonné considérant que les circonstances changent pour les deux. (T.S. p. 638).

3.2) La dérèglementation

3.2.1) Dossier commun avec la cause R-3083-85

Lors des audiences du 17 décembre 1985, le procureur de la requérante demande à la Régie de verser intégralement la proposition d'une "Option Service de Livraison" dans le dossier 3083-85. (T.S. p. 125, R.3081-85).

Compte tenu de la demande de GMi, Noranda et Brenda Mines ont modifié leur requête originale R-3083-85 pour demander un tarif provisoire et que celui-ci soit en vigueur à compter du 1er novembre 1985 jusqu'à ce que la Régie adopte un tarif de livraison permanent. (Requête modifiée en date du 6 janvier 1986). (T.S. p. 3, R-3083-85)

Lors des audiences du 9 janvier 1986 relatives à la requête R-3083-85, GMi demande à la Régie que toute la preuve relative à "l'Option de Service de Livraison" soit déposée dans le dossier 3081-85 et vice-versa pour que les dossiers soient le plus complet possible pour la Régie, compte tenu de la situation nouvelle créée par la dérèglementation, demande à laquelle la Régie a donné son accord. (T.S. pp. 116 et suivantes)

Le procureur de Noranda et de Brenda Mines précise qu'il n'a pas d'objection à procéder de cette façon, cependant il observe qu'il ne faudrait pas que la décision sur sa cause soit retardée en attente d'une décision sur la demande de tarif provisoire de GMi. (T.S. p. 119 et suivantes).

La Régie a déclaré qu'elle considère qu'il y a intérêt à ce que les dossiers relativement à cet aspect commun des causes, soient versés d'une cause dans l'autre, tout en gardant à l'esprit l'urgence de rendre une décision provisoire le plus tôt possible. (T.S. pp. 123 et suivantes R-3083-85)

3.2.2) Proposition d'une "Option service de livraison" par GMi

Suite à l'entente de procédure pour la présente cause, GMi a déposé les pièces GMi 26, documents 1 à 8 inclusivement montrant la procédure pour déterminer les coûts relatifs à l'"Option Service de Livraison", faisant témoigner messieurs Cartier et Gourdeau, l'un s'adressant à la mécanique de l'option et l'autre sur les principes et concepts de la dérèglementation et de l'option proposée

Les modalités d'application de l'"Option Service de Livraison" sont exposées à la pièce suivante:

GAZ MÉTROPOLITAINOPTION SERVICE DE LIVRAISONDISPOSITIONS GÉNÉRALES DES ORDONNANCES G-402, G-417 ET G-42318.0 OPTION SERVICE DE LIVRAISON

- 18.1 Un abonné qui retire au moins 100 000 m³/J en vertu des tarifs 9, 10, 11, 13 ou 14 de la présente ordonnance, peut se prévaloir de l'option service de livraison. Dans un tel cas, il doit livrer à la Compagnie tout le gaz nécessaire aux retraits effectués à ses installations.
- 18.2 Pour se prévaloir du service de livraison l'abonné doit avoir une entente de transport pour ses volumes de gaz de l'Alberta jusqu'à un poste de livraison du territoire exclusif de la Compagnie.
- 18.3 Le client doit s'assurer au préalable auprès de la Compagnie de la capacité de celle-ci de prendre livraison de ses volumes.
- 18.4 L'abonné doit fournir, sur demande, à la Compagnie toute l'information qu'elle requiert relativement aux volumes dont il veut prendre livraison à ses installations afin qu'elle puisse procéder adéquatement à la planification, la gestion et le contrôle de l'ensemble des volumes qu'elle distribue.
- 18.5 Dans le cas où l'abonné remet du gaz à un poste de livraison du territoire exclusif de la Compagnie, l'abonné recevra de la Compagnie une facture établie sur la base des tarifs existants et un ajustement égal à la multiplication des volumes de gaz livrés à ses installations par la différence entre la somme du prix unitaire moyen à la frontière d'Alberta pour l'ensemble des approvisionnements de la Compagnie, du taux unitaire variable du coût de transport et du coût fixe unitaire de transport selon les données de la période témoin pertinente à la facture mensuelle de base et le prix unitaire payé au fournisseur pour lesdits volumes, soit $V(P_{GM}(Q) - P_F)$ où

- V = Volumes livrés;
- P_x = Prix selon les tarifs existants;
- P_{GM}(Q) = Somme du prix unitaire moyen à la frontière d'Alberta pour l'ensemble des approvisionnements de la Compagnie selon les données de la période témoin pertinente à la facture mensuelle de base, du taux unitaire variable du coût de transport selon les données de la période témoin pertinente à la facture mensuelle de base et du coût fixe unitaire de transport selon les mêmes données;
- P_F = Prix unitaire payé au fournisseur.

Original 1985-12-18
Révisé 1986-01-20
Révisé 1986-01-31

GM 26
Document 1
Page 1 de 2
Cause R.3081-85
1986 (9 mois)

- 2 -

18.6 Dans le cas où l'abonné remet à la Compagnie du gaz à la frontière d'Alberta l'abonné recevra de la Compagnie une facture établie sur la base des tarifs existants et un crédit égal à la multiplication des volumes de gaz livrés à ses installations par la différence entre le prix unitaire moyen à la frontière d'Alberta pour l'ensemble des approvisionnements de la Compagnie selon les données de la période témoin pertinente à la facture mensuelle de base et le prix unitaire payé au fournisseur pour lesdits volumes, soit $VP_x - [V(\bar{P}_{GMI(Al)} - P_F)]$ où

V = Volumes livrés
 P_x = Prix selon les tarifs existants
 $\bar{P}_{GMI(Al)}$ = Prix unitaire moyen à la frontière d'Alberta pour l'ensemble des approvisionnements de la Compagnie selon les données de la période pertinente à la facture mensuelle de base
 P_F = Prix unitaire payé au fournisseur

18.7 Lorsque la Compagnie livre à un abonné une portion de ses volumes de gaz sous l'option service de livraison, la Compagnie peut exiger que les volumes soient livrés quotidiennement au prorata des volumes souscrits sous les différentes options.

18.8 Dans le cas où un abonné retire des volumes à la fois en service continu et en service interruptible, les volumes retirés aux termes de contrats en service continu sont les premiers livrés.

18.9 Tout contrat qui inclut une option service de livraison doit spécifier la portion du volume quotidien relatif à l'option service de livraison.

18.10 La Compagnie peut facturer à l'abonné tout frais additionnel qui pourrait découler de son option service de livraison tel que le paiement en double des coûts fixes aux transporteurs.

Original 1985-12-18
 Révisé 1986-01-20
 Révisé 1986-01-31

GMI 26
 Document 1
 Page 2 de 2
 Cause R.3081-85
 1986 (9 mois)

La formule proposée par GMi maintient les tarifs existants selon les Ordonnances G-402, G-417 et G-423 et présente l'"Option Service de Livraison" en ajoutant l'article 18 reproduit ci-devant aux Dispositions Générales du Règlement Tarifaire.

Le témoin Gourdeau mentionne que l'"Option Service de Livraison" présentée par GMi est proposée dans un contexte général où tout le processus de dérèglementation n'est pas encore complètement défini par toutes les parties concernées.

"Le processus de dérèglementation et le processus de négociation des prix du gaz naturel c'est une chaîne et tous les maillons doivent être là."

(T.S. p. 225, R-3081-85)

3.2.3) Tarif de livraison proposé par Noranda Inc. et Brenda Mines Ltd

Noranda et Brenda Mines ont déposé les pièces suivantes au soutien de la requête R-3083-85:

R-1 Entente contractuelle entre Noranda Inc. et le Gaz Provincial du Nord de Québec Ltée;

R-2 Entente entre le Gouvernement du Canada et les gouvernements des provinces productrices sur les marchés et les prix du gaz naturel;

R-3 Lettre d'intention de Noranda Inc., division Horne, d'acheter du gaz naturel de Brenda Mines Limited;

R-4 Proposition de tarif de livraison provisoire de gaz naturel pour la division Horne dans la Zone Nord de Gaz Métropolitain, inc.;

R-5 Permis accordés pour le retrait de gaz naturel de la province d'Alberta;

R-6 Volumes et coûts des achats de gaz naturel projetés en 1985 par Le Gaz Provincial du Nord de Québec Ltée (Ord. G-417)

et les témoins Jack Balaban (Brenda Mines) et Louis Rizzuto (Noranda) ont témoigné au support de la demande.

Les éléments chiffrés de la preuve des requérantes sont exposés à leur pièce R-4 reproduite ci-après:

Exhibit R-4 - (Révisé le 11 janvier 1986)
 Proposition de Tarif de Livraison Provisoire par Noranda - Division Horne

RÉGIE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

EXHIBIT R-4 (Révisé le 11 janvier 1986)

Proposition de tarif de livraison provisoire
 par Noranda - Division Horne

ASSUMPTIONS:

- 1) Le Gaz Provincial System Projected Load Factor 93.7% as per Régie ordinance G-417.
- 2) Alberta Border Price: \$2.798/GJ = \$104.2/10³m³.
- 3) TCPL transportation rates are the same as in 1984, since Alberta natural gas producers have absorbed the 1985 TCPL cost increase.
- 4) Average days per month = 30.4.

TCPL charges for the Northern Zone:

Demand	\$681.65/10 ³ m ³
Commodity for Firm Gas	\$ 6.61/10 ³ m ³
Swis Gas	\$ 29.24/10 ³ m ³

Average transportation cost of Firm and Summer Interruptible gas:

$$\frac{\$681.65}{(0.937)(30.4)} + \$6.61 = \$30.54/10^3\text{m}^3$$

Average cost of gas at the Le Gaz Provincial du Nord take off point of the TCPL System:

Firm Gas:	104.2 + 30.5 = \$134.7/10 ³ m ³
Summer Interruptible:	104.2 + 30.5 = \$134.7/10 ³ m ³
Swis Gas:	104.2 + 29.2 = \$133.4/10 ³ m ³

Le Gaz Provincial du Nord profit margin of supplying Horne:

Firm Gas:	155.9 - 134.7 = \$21.2/10 ³ m ³
Summer Interruptible I	135.1 - 134.7 = \$ 0.4/10 ³ m ³
Summer Interruptible II	128.1 - 134.7 = \$(6.6)/10 ³ m ³
Winter Interruptible	153.0 - 133.4 = \$19.6/10 ³ m ³

Total Le Gaz Provincial du Nord profit on Horne (based on Horne 1985 gas consumption).

Firm:	8,201.4 10 ³ m ³ x \$21.1 = \$173,869
Interruptible I:	11,856.7 10 ³ m ³ x \$ 0.4 = \$ 4,742
Interruptible II:	13,143.4 10 ³ m ³ x \$(6.6) = \$(86,744)
Swis:	22,219.0 10 ³ m ³ x \$19.6 = \$435,493
TOTAL	55,420.1 10 ³ m ³ x \$ 9.5 = \$527,360

- 2 -

OBSERVATIONS:

- 1) Horne consumed about 49% of the projected Le Gaz Provincial du Nord system load.
- 2) Horne consumed about 13% of the projected firm gas system load.
- 3) Horne consumed about 62% of the projected Summer Interruptible gas system load.
- 4) Horne consumed about 200% of the projected Swis gas system load.
- 5) Le Gaz Provincial du Nord projected system Firm load factor would have decreased from 93.7% to 52% without the consumption of Summer Interruptible gas.
- 6) Demand charge for Firm gas would have increased to \$43.1/10³m³ at 52% load factor vs \$23.9/10³m³ at 93.7% load factor.
- 7) The projected taxes paid of \$587,100 may include the Canadian Ownership Special Tax which was removed in mid 1985. If this is the case, then the transportation charges should be reduced by an equivalent amount.

CONCLUSION:

Therefore, the interim carriage rate to Noranda should be \$9.5/10³m³. However, this calculation assumes the payment of taxes by Gaz Métropolitain in the amount of \$587,100 as appears on page 18 of Board Order G-417 dated May 13, 1985. If these taxes include the Canadian Ownership Special Charge, then the interim carriage rate to Noranda should be reduced by an equivalent amount, since this charge was eliminated in mid-1985.

Cette pièce montre que le tarif provisoire demandé par Noranda et Brenda Mines (pièce R-4) consiste essentiellement à réduire le prix de vente, selon les tarifs en vigueur dans la franchise de la zone Nord, d'un prix correspondant au coût d'achat du gaz à la frontière de l'Alberta et du coût de transmission de TCPC tel que fixé par les autorités compétentes.

A la demande de la Régie, GMi a versé au dossier la pièce GMi 2, document 19, montrant les ventes réelles à Noranda en 1985.

Cette pièce montre des volumes et des revenus en 1985 similaires à ceux soumis à la Régie par Noranda et Brenda Mines à l'exception d'un ajustement à la baisse de 0,52 ¢/m³ annualisé pour déterminer les revenus projetés en 1986.

TABLEAU 3.2.3) -1
VENTES ET REVENUS PROJETÉS - NORANDA
12 MOIS 1986

<u>Description</u>	<u>Volumes ajustés m³</u>	<u>Revenus G-417 \$</u>	<u>Ajustements G-421 \$</u>	<u>Revenus annualisés \$</u>
Tarif 7	8 130 640	1 267 322	(42 279)	1 225 043
Interruptible I	11 569 952	1 563 447	(60 163)	1 503 284
Interruptible II	12 875 448	1 648 958	(66 952)	1 582 006
Interruptible III	<u>22 365 129</u>	<u>3 421 864</u>	<u>(116 299)</u>	<u>3 305 565</u>
Total	<u>54 941 171</u>	<u>7 901 591</u>	<u>(285 693)</u>	<u>7 615 898</u>

(GMI 2, d. 19, R-3081-85)

3.2.4) Interprétation du nouveau contexte créé par la déréglementation

L'"Accord de l'Ouest" signé le 28 mars 1985 entre le Canada et les provinces productrices de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie Britannique correspond à un engagement des parties d'élaborer avant le 1er novembre 1985, un nouveau régime permettant aux consommateurs d'acheter du gaz naturel directement des producteurs.

Les signataires de l'accord reconnaissent la juridiction des provinces sur la distribution du gaz naturel mais ils "prévoient" la coopération des provinces consommatrices dans les termes suivants à l'article 26 de l'Accord.

26) On prévoit que les gouvernements des provinces consommatrices, qui ne sont pas signataires de la présente entente, apporteront des changements pour s'assurer de l'efficacité du régime de tarification du gaz naturel axé sur le marché, y compris des changements législatifs et des instructions données aux organismes provinciaux, d'une part pour fournir aux consommateurs des sources d'approvisionnement de rechange en leur donnant accès à des services de transport sur des réseaux de distribution, et d'autre part pour accorder aux distributeurs une plus grande souplesse pour déterminer le prix du gaz qu'ils vendent."

Gaz Métropolitain d'une part et Noranda - Brenda d'autre part se déclarent favorables à la mise en place de ce nouveau régime.

Le témoin Gourdeau de Gaz Métropolitain, relate l'historique de la déréglementation du prix du gaz naturel. Selon le témoin, les parties à l'Accord se sont entendues pour que l'année 1985-86 soit une année de transition et que le vrai sens de la déréglementation prenne effet le 1er novembre 1986. Le témoin définit le vrai sens de la déréglementation de façon suivante:

"Par vrai sens de la déréglementation les parties se sont entendues pour que les prix payés par les producteurs, les consommateurs finalement, à la frontière de l'Alberta, reflètent réellement, dans toute la mesure du possible, les situations concurrentielles sur les marchés de consommation". (T.S. pp.218 et suivantes - R-3081-85)

Le témoin Gourdeau ajoute que les parties anticipent que des services de livraison seront disponibles sur les réseaux de distribution. Le dépôt par GMI d'un projet d' "Option Service de Livraison" est présenté de bonne foi et a pour principal but de respecter les termes de l'Accord. (T.S. pp. 220 et suivantes - R-3081-85)

Le témoin Balaban déclare que la demande conjointe de Noranda Inc et Brenda Mines Ltd s'explique par l'intérêt mutuel d'obtenir les facilités de livraison sur réseau aux meilleures conditions. Le consommateur Noranda Inc. a maintenant l'opportunité de rechercher et d'obtenir un contrat d'achat de gaz naturel qui améliore sa position sur le marché de ses produits et qui le rend plus profitable. Quant au producteur Brenda Mines Ltd il a maintenant la possibilité de développer ses réserves de gaz naturel en fonction des besoins d'un marché qu'il peut aborder lui-même à un prix compétitif. (T.S. pp.13 et suivantes - R-3083-85).

Le témoin précise de la façon suivante le rôle qui incombe à la Régie, dans ces nouvelles circonstances:

"It is therefore incumbent upon the Régie that in the best interests of the consumers of natural gas in Quebec, that the franchised gas distribution utilities must provide non-discriminatory contract carriage rates and a schedule of priority use for each class of transportation service that will allow the consumer to obtain natural gas at the lowest possible price, and the only way to ensure same is to allow the marketplace to be equally available to all potential sellers of natural gas". (T.S. pp.14 et suivantes R-3083-85)

En réponse à une question de son procureur, le témoin Gourdeau mentionne que la formule proposée par Noranda - Brenda Mines, ressemble beaucoup à celle proposée par GMi, et de conclure:

"Il faudrait y ajouter, comme nous l'avons mentionné, la clause ajustement par laquelle le consommateur participant devrait défrayer les coûts qui ne seraient pas autrement absorbés par Gaz Métropolitain si cette transaction n'avait pas eu lieu." (T.S. p. 305, R-3081-85)

En réponse à une question de Me Audet, concernant le rôle de TCPL dans ce contexte de déréglementation, le témoin Gourdeau précise que l'Office National de l'Énergie s'est fixé comme mandat de réviser ou d'examiner le rôle de TCPL:

"Bien sûr, l'objectif c'est de rendre accessible à tous, les services de TransCanada Pipeline".
(T.S. p. 306, R-3081-85)

Selon le témoin Gourdeau, l'entendement de Gaz Métropolitain sur la déréglementation est à l'effet que la compétition ne doit s'effectuer qu'au niveau de la composante coût du gaz et que les composantes transmission et distribution devraient être équivalentes pour tous. (T.S. pp. 326 et suivantes, R-3081-85)

En réponse à une question de Me Audet sur l'accessibilité du consommateur à l'achat direct, le témoin Gourdeau dit:

"Oui, bien sûr, parce qu'on ne peut limiter cet accès à quelques grands consommateurs industriels donc en principe, en pratique aussi, le système sera disponible à tous". (T.S. p. 348, R-3081-85).

A une autre question de Me Audet sur la possibilité pour le consommateur de faire ses arrangements avec le transporteur TCPL, le témoin Gourdeau répond:

"En autant qu'il n'y a pas d'effets négatifs sur la clientèle présente et éventuellement future de Gaz Métropolitain, inc., non". (T.S. p. 229, R-3081-85)

A titre d'exemple d'effets négatifs, le témoin Gourdeau mentionne la possibilité de double recouvrement de la prime fixe de transport par TCPL. (T.S. p. 232, R-3082-85)

Il ressort cependant des témoignages que Gaz Métropolitain, Noranda et Brenda n'ont pas la même perception sur le contrôle de la propriété du gaz et sur le contrôle des opérations du réseau de distribution.

Lors d'une réunion technique tenue à la Régie de l'Électricité et du Gaz, le 6 février 1986, concernant les ajustements du coût de gaz, conséquence de la déréglementation et de l'interrelation des ajustements avec la proposition de Gaz Métropolitain d'une "Option Service de Livraison", la Régie demande au témoin Robert Normand de GMI d'expliquer sa perception de l'"Option Service de Livraison". (T.S. pp. 89 et suivantes - réunion technique - R-3081-85)

Très précisément la Régie demande au témoin:

"... Qui est propriétaire du gaz...dans le cas de l'Option Service de Livraison?"

Le témoin répond:

"C'est nous... ça, c'est évidemment clair pour moi, c'est nous qui sommes propriétaires".

Par le Président:

"Bon! Ca c'est la question qui n'apparaissait pas de façon évidente dans le dossier jusqu'à maintenant".

Par Me Georges Audet:

"Bien au contraire. D'ailleurs, ça contredit tout ce qui a été dit à date".

(T.S. pp. 92 et suivantes, R-3081-85)

Compte tenu des déclarations du témoin Normand dans le cadre de la proposition "Option Service de Livraison" de GMi, la Régie a jugé important de réouvrir l'enquête R-3083-85 sur la requête d'un Tarif de Livraison par Noranda/Brenda Mines pour que toute l'information disponible soit au dossier des deux causes.

3.2.4.1) Perception de Gaz Métropolitain, inc.

A la réouverture d'enquête, le 13 février 1986, Gaz Métropolitain réclame la propriété de tout le gaz véhiculé dans son réseau. Elle soutient que la nécessité de conserver la propriété et le contrôle du gaz dans son réseau tient à des considérations d'ordre technique et juridique et fit témoigner messieurs Gourdeau, Bulger et Lasseonde à cet effet.

Le témoin Gourdeau précise que la dernière version de l'"Option Service de Livraison" de Gaz Métropolitain, GMi 26, d.1, révisée le 12 février 1986, avait pour objet de clarifier la position de GMi, sur deux sujets particuliers:

- l'assurance d'un contrôle sur les entrées de gaz dans le réseau de distribution
 - la relation de l'approvisionnement avec les actes de fiducie de la compagnie.
- (T.S. pp. 1505 et suivantes - R-3081-85).

En réponse à une question de la Régie sur le contrôle des entrées de gaz, le témoin Gourdeau ajoute:

"..., je suis persuadé que cela prendra une certaine période de rodage, à tout le moins, avant d'être convaincu que sans prendre possession du gaz, le système pourrait bien fonctionner".

(T.S., p. 1508 - R-3081-85)

Selon le témoin Bulger, il y aurait avantage à ce que la détermination des besoins en gaz naturel soit effectuée avant l'entrée dans le réseau de transmission pour simplifier le contrôle de la demande journalière dans le réseau de transmission et la facturation mensuelle qui tient compte des variations journalières en fonction des contrats. (T.S. pp. 1512 et suivantes - R-3081-85)

En ce qui concerne le réseau de distribution, à son avis, le distributeur doit garder le plein contrôle de la gestion des approvisionnements et de la diversité des demandes de la même façon que pour le réseau de transmission, en ne compliquant pas d'avantage une situation déjà très complexe au niveau des transferts entre le réseau de transmission et celui de distribution. (T.S. pp. 1513 et suivantes, R-3081-85)

Selon le témoin Lassonde, la compagnie n'a pas l'entière liberté de modifier les engagements qu'elle a avec les fiduciaires dont l'un concerne la garantie des contrats d'approvisionnement. Il faut rassurer les fiduciaires qu'il n'y a aucun préjudice à leur garantie. (T.S. pp. 1545 et suivantes, R-3081-85.

Concernant la préoccupation des fiduciaires, le témoin Lassonde dit:

"L'esprit des actes de fiducie c'est que si je suis pour diminuer mes approvisionnements en vue de permettre à ma clientèle de m'approvisionner, il faut que je me pose la question: Le fiduciaire qui est le chien de garde des obligataires, est-ce qu'il a la même qualité, est-ce que sa garantie est d'une même qualité? Et à cette fin... les actes de fiducie prévoient que lorsqu'on veut ainsi modifier nos contrats d'approvisionnement on doit obtenir un certificat d'un ingénieur indépendant attestant que c'était nécessaire et désirable... est-ce que le fait de dépendre maintenant d'une multitude de fournisseurs, est-ce qu'il y a une garantie de même qualité? Alors tant que nos obligations de livrer du gaz sont harmonie parfaite avec nos contrats d'approvisionnement, il y a peu de risques de préjudice pour les obligataires, peu de risque de préjudice qui seraient reliés à des problèmes d'approvisionnement".

(T.S. pp. 1547 et suivantes, R-3081-85)

Les actes de fiducie prévoient pour GMi

- l'interrelation de l'obligation de vendeur et les droits dans l'approvisionnement
- l'obligation de convaincre que la qualité des garanties n'a pas été modifiée par un service de livraison "T"

- la fourniture de certificats de fournisseurs pour garantir la disponibilité du gaz (75% de TransCanada actuellement).

En réponse à une question de Me Audet selon l'hypothèse que même avec un service "T", le distributeur reçoit la même marge de profit et la même mesure de protection que par le passé, le témoin Lassonde prétend que le transfert d'une partie des ventes du distributeur au service "T" pourrait causer des difficultés d'approvisionnement avec comme conséquence une perte de revenus de transport et un préjudice économique possible. (T.S. pp. 1555 et suivantes, R-3081-85)

Selon le témoin, le distributeur aurait alors à expliquer à ses fiduciaires la nécessité de diminuer ses approvisionnements à cause du service "T". (T.S. pp.s 1555 et suivantes, R-3081-85)

Sur ce dernier sujet, le témoin Lassonde se pose la question:

"... mais est-ce que c'est nécessaire de donner ..., de modifier mes approvisionnements en vue de permettre des achats directs? Ça pose un problème fondamental existentiel dont on n'a peut-être pas fait état ici puis qui est plus un problème juridique c'est que j'ai un droit exclusif et un monopole de vente et de distribution comment est-ce que je peux aller dire à mes fiduciaires: Bien c'est nécessaire de diminuer mes approvisionnements pour que quelqu'un d'autre que moi vende alors que c'est, ... que ma position juridique c'est que c'est moi qui doit vendre dans la franchise. C'est le problème fondamental juridique que madame Martin pourra plaider tantôt". (T.S. pp. 1559 et suivantes, R-3081-85)

et le témoin ajoute:

"... il y a un nouveau système, il y a des différents paliers de gouvernement qui ont mis sur pied un nouveau système, il y a dans ce New Western Accord des ... disons des dispositions qui souhaitent que les

Provinces fassent les ajustements nécessaires, si ajustements il y a lieu de faire, pour donner effet à ce New Western Accord, c'est nouveau, il y a des zones grises et je pense que ce qu'on propose en réponse à la demande de Brenda c'est un accommodement qui m'apparaît d'emblée préférable à faire vider toute les zones grises et tous les problèmes juridiques qui peuvent être reliés à ça".

(T.S., pp. 1561, R-3081-85)

En réponse à une question de la Régie concernant la propriété du gaz, le témoin Lasseonde répond:

"... mes exigences en principe sont simples: je dois être le seul à vendre du gaz dans la franchise, donc j'en suis propriétaire, ce n'est pas une question de possession, c'est une question d'être propriétaire".

(T.S., pp. 1566, R-3081-85)

A une autre question de la Régie sur la nuance d'être ou de ne pas être propriétaire du gaz par rapport aux fiduciaires, le témoin Lasseonde précise que la demande ponctuelle de Noranda Inc./Brenda Mines ne présente pas de problème mais la prolifération des achats directs serait susceptible d'inquiéter le fiduciaire. (T.S. pp. 1579 et suivantes, R-3081-85)i

Quant aux effets de la déréglementation sur le prix payé par le consommateur, le témoignage de monsieur Gourdeau résume clairement la pensée de Gaz Métropolitain:

"Alors si on veut isoler l'aspect compétition entre Gaz Métropolitain et d'autres sources d'approvisionnements, la compétition ne s'effectuera et ne doit s'effectuer qu'au niveau de la composante coût du gaz et le calcul sera très facile à effectuer. Nous proposons que les composantes transmission et distribution soient équivalentes pour tous, même pour les clients qui n'ont pas accès à des sources d'approvisionnement".

(T.S., pp. 326 et suivantes, R-3081-85)

3.2.4.2) Perception de Brenda Mines

Monsieur Balaban, témoin de Brenda Mines, traduit la perception de sa compagnie sur la déréglementation et l'Accord de l'Ouest de la façon suivante:

"The producer now has the opportunity to become integrated and in control of his own destiny".
(T.S. p. 14, R-3083-85)

"... The only way to assure same is to allow the market place to be equally available to all potential sellers of natural gaz".
(T.S. p. 15, R-3083-85)

Témoignant à titre de producteur, M. Balaban allègue que la seule façon d'atteindre ces objectifs c'est de conserver le contrôle de son gaz jusqu'au brûleur du consommateur ultime. Il déclare que son objectif est d'avoir la possibilité de négocier avec le consommateur le prix unitaire le plus bas possible pour son gaz rendu au brûleur du client.

Les extraits suivants expriment la préoccupation de ce producteur:

"... I think the main one is being able to regulate and have some control over the cost of moving gas on the TransCanada Pipeline system. I have got to optimize moving my gas through the system and on a buy/sell arrangement I don't have the ability."
(T.S. p. 1617, R-3081-85)

"So I think if you are trying to be as competitive as you can, you will try and reduce your out-of-pocket costs as much as you can. And I think that would be the main reason why anybody would go on direct sale, just to be able to control and have the opportunity to minimize his costs anywhere along the system."
(T.S. p. 1620, R-3081-85)

En réponse à une question de son procureur, le témoin Balaban explique que le souci du producteur et du consommateur c'est le prix du gaz naturel au brûleur et que dans les circonstances, il est préférable de garder le choix des options tenant compte des trois principales composantes du coût du gaz:

- le prix à la frontière de l'Alberta
- le prix de transmission
- le prix de distribution

(T.S. p. 33, R-3083-85)

Le témoin explique qu'il souhaite pouvoir choisir l'alternative la plus économique entre demander à Gaz Métropolitain de prendre les arrangements pour le transport du gaz dans le réseau de TCPL ou le faire lui-même. (T.S. page 34, R-3083-85)

Dans ce contexte du choix des options, le témoin dit:

"A thing like this would be important if we are going to sell gas to some other customers too, and we will be looking to see how we could control the total distribution system from our perspective, how we could really change the load factors. So, what we probably would like to try to do is control, be able to control the input on negotiations on the TCPL transportation costs. I think it is very useful."

(T.S. p.34,R-3083-85)

Le témoin Balaban est d'avis que le coût d'achat de gaz et les coûts relatifs à la transmission (TCPL) ne sont pas pertinents à la marge brute d'un tarif de livraison du distributeur. (T.S. p. 51, R-3083-85)

Le témoin Balaban ajoute qu'il ne tient pas à ce que Gaz Métropolitain ait un contrôle sur tout ce qu'il fait ou comment il le fait, puisque le producteur devra être en concurrence avec les fournisseurs du distributeur et qu'il pourrait en résulter un désavantage pour lui que Gaz Métropolitain conserve le contrôle total des opérations.

Selon le témoin, il est important qu'il n'y ait pas de discrimination sur les prix du transport et sur la priorité de service sur le réseau de distribution. (T.S. pp. 52 et suivantes, R-3083-85)

En réponse à une question de la Régie sur la possibilité de concurrencer le distributeur au niveau des coûts de la transmission du gaz, le témoin répond qu'il aura les mêmes tarifs que toutes autres personnes qui désirent faire transporter du gaz dans le gazoduc de TCPL.

Il a par ailleurs déclaré que s'il vendait du gaz à plus d'un client, il voudrait avoir l'opportunité de considérer le potentiel global de ses clients pour négocier des ententes avec TCPL selon les besoins globaux de sa clientèle et minimiser ainsi ses coûts de transmission. (T.S. pp. 53 et suivantes).

Sur le même sujet de flexibilité, le témoin ajoute:

"As far as the distributor, he is not going to see any difference at all. He is going to bill me the same way that I am being billed now. The only impact of having that flexibility of switching it, would be in me being able to reduce my transportation costs on the TCPL system at all. Local utility, as far as they are concerned, it is a black box: nothing is really happening there at all because physically I am really moving volumes from one to the other one; the same volumes are going to flow to one customer as they were flowing before. It will still be flowing at seventy percent to the other and it will still be flowing at a hundred and thirty or a hundred and twenty to the other customer. The only place that I have got to reconcile would be just on my transportation costs on the TCPL system. (T.S. pp. 165 et suivantes, R-3081-85)

Relativement a la propriété du gaz lorsque le distributeur n'effectue que la livraison, le témoin Balaban explique:

"Conceptually, the way I see it, there only two people that could own the gas and it is going to be either the producer trying to sell it or the marketer trying to sell it or the end user.

If I am using Gaz Metropolitain just for contract carriage, the way I understand it is they never, the gas is never their's. They just get paid a fee for moving it from point A to B, and it is never their gas.

So, as far as a deal that I make between the producers and the purchasers, I could transfer ownership to it any place along the pipeline up to his gate".

Questionné par la Régie sur le double objectif de ne pas pénaliser les abonnés du distributeur et en même temps de vouloir garder le bénéfice de la diversité pour ses propres clients, le témoin Balaban répond:

"In my judgment, they are kept whole because I paid Gaz Metropolitain for reducing that flexibility by paying them rates on higher load factors than the system would have had without me...

I do not think that flexibility would have a major impact on Gaz Metropolitain, and I believe that I paid enough opting out for it with the schedules that I have got over here..."
(T.S. pp. 115 et suivantes, R-3083-85 et suivantes)

Au sujet des avantages de contrôler le transport de son gaz le témoin Balaban opine:

"It is obviously much, much easier for me to sell my gas at the Alberta border and have somebody else take care of it. And the only reason why I would be willing to go through all the hassle of controlling that particular transportation is

that there obviously must be something in it for me otherwise I wouldn't do it;" (T.S. page 1619, R-3081-85)

Le témoin Balaban précise qu'il y a deux aspects sur lesquels il a un certain contrôle - le prix du gaz au puits et le coût de transport négocié avec TCPL.

En réponse aux questions de son procureur et des membres de la Régie sur l'assurance que le distributeur recevra le gaz nécessaire pour desservir les clients du fournisseur, le témoin Balaban précise que les transporteurs Nova et TransCanada fonctionnent à rebours sur une base mensuelle en permettant des variations raisonnables sur une base journalière et que selon lui le distributeur aurait le même avantage que le transporteur TCPL.

"One of the things as a producer that I will be looking for is that I will make sure that I have got backstop within Alberta; that there is not going to be any shortfall because the gas is not there. There might be daily variations because of the load profile of the end user. But I think over a month or so those things are going to be flattened out."

(T.S. pp. 1621 et suivantes, R-3081-85)

I would do it the same way as I think we do it with Nova right now. You run on positive and negative balances on a daily basis. And all that TCPL is over the month. You are close."

(T.S. p. 1671, R-3081-85)

A une question de la Régie concernant la demande de ses clients en service interruptible en période d'hiver et l'acheminement du gaz sur les réseaux de transmission et de distribution, le témoin dit:

"The way I understand the interruptible to work is that as long as the capacity exists in the system, that interruptible gas is going to move. As far as if I have got an end user who is consuming more gas in the winter time, what I will be doing is I will be

putting more gas in the front end to serve them. The system never is in a perfect match. You are always going to be a bit out and that is what line pack is, is to take care of those swings. That is why you pressurize the pipe. (T.S. p. 1671, R-3081-85)

Concernant les effets pour le distributeur lorsque le gaz du fournisseur parvient ou ne parvient pas au réseau de distribution ou que le réseau de distribution n'est pas en mesure d'acheminer le gaz, le témoin explique que le distributeur peut dans les faits charger une pénalité substantielle si le distributeur doit fournir du gaz lorsque le client retire plus de gaz que prévu et/ou exiger du client de cesser de retirer du gaz dans les mêmes circonstances ou de diminuer ses retraits lorsque la disponibilité du gaz est restreinte. Il avance que c'est la procédure suivie actuellement et que c'est lui qui aura des problèmes avec son client et non pas GMi. (T.S. pp. 1625 et suivantes, R-3081-85)

En réponse aux questions de la Régie sur le doublement des frais fixes et sur les autres frais qui pourraient résulter des achats directs et des procédures de transport, le témoin Balaban soumet qu'il y aurait lieu d'attendre à la fin de l'année pour facturer le client du Service de Livraison. (T.S. pp. 1630 et suivantes, R-3081-85)

Selon cette proposition, le témoin Balaban demanderait à la Régie de faire vérifier la justesse des frais additionnels qui pourraient être réclamés par GMi et laisser les vérificateurs déterminer le montant et les intérêts correspondants. Celui-ci estime que la problématique du doublement des frais fixes devrait être résolue dans les prochains mois par l'Office National de l'Énergie et que le seul moment où le distributeur est exposé au doublement de la prime fixe de transport c'est lorsqu'il opère son réseau à moins de 100% de la demande avec ses fournisseurs.

Il ajoute qu'une analyse annuelle des profils journaliers des besoins des consommateurs peut déterminer l'influence des ventes directes sur les frais additionnels à être absorbés par le client d'un producteur. (T.S. pp. 1943, 1946 et 1948, R-3081-85)

A une question de la Régie suggérant que cette procédure pourrait amener le distributeur à être moins motivé d'optimiser son coefficient d'utilisation, le témoin Balaban répond:

"Sir, they are not going to do a good job, I will sue them for incompetence." (T.S. p. 1632)

La Régie demande au témoin Balaban comment il entend gérer journallement les transferts de volume, d'un client à l'autre, qu'il souhaite effectuer. (T.S. page 1648, R-3081-85)

BY MR BALABAN:

"On a day to day basis, I do not have to do any work at all. It is all at the end of the month when I get the bill from TransCanada and they are saying: "I am going to charge X amount of money to move your gas", they take a look at the gas in a specific zone and if I have got it one drop-off point or the other one, it is not that important".

(T.S. p. 1650 et suivantes, R-3081-85)

Aux deux questions de la Régie sur la façon dont ses clients pourraient bénéficier des avantages de sa mise en marché le témoin Balaban répond:

"It would be up to me to determine where I would like, whom I, I would be willing to give a better deal to than anybody else." (T.S. p. 1657, R-3081-85)

Quant aux avantages pouvant découler du transport sur le réseau de distribution, il ne peut présentement en visualiser les effets ne connaissant pas la structure tarifaire qui serait en vigueur pour un tarif de livraison. (T.S. p. 1568 et suivantes, R-3081-85)

A une question de la Régie demandant qui facturerait le client du producteur, le témoin répond:

"The local utility is going to send the bill but they won't send it to the customer; they are going to send it to me as the guy who arranged the transportation.

BY THE PRESIDENT:

And then you would take that bill and pay it?

BY MR. BALABAN:

Right.

BY THE PRESIDENT:

Re-arrange the rates according to your perception of the market and rebill your two customers according to the way you see their needs are?

BY MR BALABAN

Yes, that is what I would propose.
(T.S. p.1666, R-3081-85)

Cependant, le témoin ajoute que si cette façon de procéder s'avérerait difficile d'application pour la Régie, il ne voit aucun inconvénient à ce que le consommateur soit facturé par le distributeur et en retour il s'assurerait que le prix au brûleur soit celui négocié. (T.S. p. 1699)

En réponse au procureur de GMi demandant au témoin Balaban si, selon la procédure "Option de Service de Livraison" proposée par GMi, le client doit payer davantage ou s'il reçoit tous les avantages des rabais qu'il aurait négociés avec les producteurs, le témoin s'interroge à savoir si, selon la procédure proposée et dans un contexte de déréglementation, le client recevrait toute la réduction du coût du gaz négocié par le distributeur.

3.2.4.3) Plaidoiries

Faisant suite à la réouverture d'enquête du 13 février 1986, les procureurs Me Louise Martin, C.R. et Me Georges Audet, représentant respectivement Gaz Métropolitain inc. et Noranda/Brenda Mines, ont présenté, le 18 février 1986, leur plaidoirie à l'intérieur de la cause principale de GMi, R-3081-85 et, tel qu'entendu ces plaidoiries sont versées au dossier de la requête R-3083-85 Noranda/Brenda Mines.

3.2.4.3.1) Plaidoirie de Me Martin

Dès le début de sa plaidoirie, Me Martin fait référence à la pièce GMI 26 d.6 pour illustrer mathématiquement que le consommateur débourse le même coût final selon les trois options Buy/sell pur, Tarif de Livraison "T" pur ou l'"Option Service de Livraison". (T.S. p. 1709, R-3081-85)

Le procureur spécifie qu'il utilise l'expression mathématique parce que selon elle le service "T" ne peut recevoir d'application légale dans la franchise de Gaz Métropolitain. (T.S. p. 1709, R-3081-85)

Me Martin évoque comme principal motif pour supporter l'"Option Service de Livraison" le droit exclusif qui est accordé à Gaz Métropolitain selon la Loi sur la Régie de l'Électricité et du Gaz, de vendre, distribuer, transporter du gaz à l'intérieur de trois franchise. (T.S. p. 1710 et suivante, R-3081-85)

Même si Me Audet dit qu'il est temps d'abolir le monopole, le texte de Loi est clair, GMI détient un monopole et ce monopole a sa raison d'être. (T.S. p. 1711, R-3081-85)

Selon Me Martin, le monopole est accordé à GMI probablement pour des raisons socio-économique et aussi, quant à la distribution, pour permettre d'atténuer les difficultés opérationnelles. (T.S. p. 1712, R-3081-85)

Me Martin mentionne que le fournisseur Brenda Mines veut se faire distributeur, il viendrait annuellement et après coup questionner l'allocation et la répartition du gaz faite par Gaz Métropolitain jour après jour. (T.S. p. 1713, R-3081-85)

Selon Me Martin le fournisseur Brenda Mines veut même pouvoir contrôler Gaz Métropolitain. (T.S. p. 1715, R-3081-85)

"Le rôle du distributeur ne peut pas se comparer à celui du transporteur (TCPL) en nombre de clients et en difficulté d'assurer le service à tous ses clients, c'est pourquoi, selon nous, la Loi a prévu un droit exclusif de vendre et de distribuer". (T.S. p. 1718 et suivante, R-3081-85)

A son avis Brenda Mines veut un service "T" pour vendre et distribuer et profiter ainsi de la flexibilité et de la diversité dont le distributeur a besoin.
(T.S. p. 1720, R-3081-85)

Le procureur reconnaît qu'avec un monopole il y a possibilité d'écœmagement, c'est pourquoi le distributeur est réglementé. Ce que le fournisseur veut c'est à la fois la crème sans réglementation.

"C'est le beau jeu. J'en voudrais autant et puis je vais faire tous les efforts pour en avoir autant. Mais pour le moment, on est réglementé et la loi est là."
(T.S. p. 1720 et suivante, R-3081-85)

Selon Me Martin, la pièce GMi 26 d.6 démontre qu'avec l'"Option Service de Livraison" le consommateur a tout le rabais qu'il a pu se négocier en Alberta ou ailleurs, d'un producteur. (T.S. p. 1722, R-3081-85)

L'"Option Service de Livraison" peut réconcilier et respecter:

- le besoin d'un consommateur de négocier directement avec un fournisseur et de passer le rabais;

- l'esprit et la lettre de la Loi sur la Régie de l'Électricité et du Gaz d'exercer pleinement son droit exclusif de vente et de distribution;

- l'entente qualifiée de "Western Accord" en passant intégralement le rabais sans obstacle.

(T.S. p. 1723 et suivante)

L'"Option Service de Livraison" assure à Gaz Métropolitain la propriété du gaz qu'elle distribue et permet une allocation directe du coût du gaz au client.
(T.S. p. 1725, R-3081-85)

Me Martin précise que :

"L'"Option Service de Livraison", donc, présente des caractéristiques très intéressantes pour qui veut recevoir les avantages du "Western Accord" mais qui ne veut pas nécessairement venir démolir les droits exclusifs des autres.

On ne peut pas prétendre que le "Western Accord" auquel les provinces consommatrices n'ont pas participé ont des effets si directs qu'ils entraînent la dérèglementation à l'intérieur des provinces, la dérèglementation totale à l'intérieur des provinces sans un geste du législateur provincial.

Si Brenda veut venir agir au Québec comme distributeur ou comme vendeur, qu'il obtienne un droit exclusif pour les territoires qui ne sont pas desservis."

(T.S. p. 1726, R-3081-85)

Me Martin termine sa plaidoirie sur l'interrogation suivante:

"Est-ce que la Régie peut se permettre de laisser le chaos s'intégrer ou prendre place, s'établir au Québec pour ensuite réaliser que non, ce n'est pas possible?"

(T.S. p. 1727, R-3081-85)

Et sur cette interrogation le procureur souligne les principaux points qui peuvent conduire à un chaos:

- les difficultés légales;
- la distinction entre la possession, la propriété du gaz et la non-propriété pour un détenteur d'obligation;
- le droit exclusif de distribuer et vendre du gaz;
- le risque pour les petits consommateurs de faire les frais de l'écramage;

Selon elle, l'"Option Service de Livraison" rend donc justice aux grands consommateurs, aux petits consommateurs, ainsi qu'à l'ensemble des usagers de l'entreprise qui détient le droit exclusif.
(T.S. p. 1727 et suivantes, R-3081-85)

3.2.4.3.2) Plaidoirie de Me Audet

Au début de son témoignage Me Audet souligne qu'il comprend la version de Gaz Métropolitain, mais est d'avis qu'elle n'est pas conforme à la réalité et que la compréhension par GMI des intentions de sa cliente est erronée.

Il pose la question qu'est-ce qui est recherché par la déréglementation? (T.S. p. 1730, R-3081-85)

Selon lui, le voeu exprimé par l'Accord c'est de donner aux consommateurs l'opportunité d'aller faire des achats directs avec les producteurs et les fournisseurs de la matière première. Le but de l'Accord n'est pas d'intervenir dans le giron des juridictions provinciales.

(T.S. p. 1730, R-3081-85)

Me Audet présente sa perception de l'attitude de Gaz Métropolitain devant la Régie de la façon suivante:

"S'il-vous-plaît, veuillez me préserver tous les avantages qui existaient jadis sous le système d'achat/vente de gaz réglementé. Et par ce fait on entraîne en même temps la Régie, d'abord dans un faux débat et on l'entraîne carrément hors de sa juridiction.

Parce qu'on demande à la Régie: Préservez mon droit de propriété sur le gaz.

Alors que la Régie n'a rien à voir et n'a rien à faire avec le droit de propriété du gaz naturel.

La Régie est là pour fixer les prix, un point à la ligne." (T.S. p. 1731, R-3081-85)

Selon Me Audet, Gaz Métropolitain ne peut pas demander à la Régie de venir

".....corriger les effets que cette déréglementation viendra imposer sur Gaz Métropolitain par le biais de votre juridiction à l'intérieur de la Régie." (T.S. p. 1732, R-3081-85)

Les intentions de Brenda Mines sont les suivantes:

"Oui, il veut le prendre l'écramage. Exactement en conformité avec les intentions de la déréglementation mais jusqu'aux portes de la ville, pas plus loin. De sorte que le producteur qui voudra vendre à plusieurs consommateurs, que cela soit à l'intérieur du réseau de Gaz Métropolitain ou qu'il se retrouve dans d'autres réseaux, voudra avoir la possibilité d'offrir des crédits à ces consommateurs-là et voudra avoir la flexibilité d'utiliser ces volumes de gaz à l'intérieur des systèmes de transport jusqu'aux portes de la ville." (T.S. p. 1732 et suivante, R-3081-85)

Le procureur précise que le témoin Balaban a témoigné comme un vendeur et n'a pas réalisé immédiatement la juridiction de la Régie. Il a corrigé la situation en disant:

"Je comprends très bien que si la Régie fixe les prix à l'intérieur de son réseau de distribution, ce sera le prix que le consommateur paiera à Gaz Métropolitain, mais moi je me réserverai la prérogative d'appliquer les crédits que je jugerai appropriés auxquels je m'entendrai avec mes clients."

(T.S. p. 1733, R-3081-85)

Le procureur ajoute que Noranda/Brenda Mines demande à la Régie de préserver le jeu de la déréglementation hors du réseau de GMi avec les conséquences que cela comporte mais pleinement à l'intérieur de la juridiction de la Régie.

Le procureur résume de la façon suivante la demande de Noranda/Brenda Mines.

"En somme ce que l'on a demandé à la Régie, qu'on demande toujours, c'est qu'elle exerce sa juridiction dans le sens le plus pur, tel que prévu à sa loi.

On lui demande à la Régie: Fixez-nous un prix pour la distribution du gaz naturel à l'intérieur du réseau de Gaz Métropolitain".
(T.S. p. 1734, R-3082-85)81-85)

Le procureur résume la position de GMi de la façon suivante:

"Effectivement, ce qu'on demande à la Régie c'est justement de s'impliquer dans tout un système qui est complètement hors de sa juridiction et qui n'est pas prévu sous sa loi en plus du fait que cela vient briser l'intention recherchée par la déréglementation".

(T.S. p. 1735, R-3081-85)

A la demande de Gaz Métropolitain de préserver son droit de propriété du gaz, Me Audet se demande comment, de près ou de loin, la Régie pourrait s'immiscer dans une telle problématique. Selon lui, la Loi dit que la Régie est un comité de surveillance et d'arbitrage dans le sens de fixer des prix pour la distribution du gaz. (T.S. p. 1736, R-3081-85)

Selon Me Audet, la Loi de la Régie de l'Électricité et du Gaz fait une distinction entre vente et distribution et il fait référence aux définitions d'une entreprise de gaz et d'un distributeur ainsi qu'aux articles 25 et 28 de cette même Loi. (T.S. p. 1737 et suivante, R-3081-85)

Quant au contrôle et monopole des achats/ventes, Me Audet continue:

"Ils ne l'ont plus ce monopole-là. Quand mon confrère me citait tantôt, elle avait tout à fait raison. Il ne l'ont plus ce monopole-là. Ils ne l'auront plus à l'avenir. Alors c'est une réalité à laquelle il faut faire face et c'est une réalité qui n'est pas à l'intérieur de la juridiction de la Régie".
(T.S. p. 1739, R-3081-85)

Quant au droit exclusif du distributeur, Me Audet fait référence à l'article 32 de la Loi qui concerne le droit exclusif de distribuer, c'est un permis de distribution:

"Nul ne peut distribuer du gaz à moins d'avoir obtenu du gouvernement, sur recommandation de la Régie, un droit exclusif."

Selon Me Audet, ce droit exclusif de distribuer du gaz permet à Gaz Métropolitain de recevoir un rendement raisonnable sur ses investissements et d'avoir un tarif pour transporter le gaz à l'intérieur de ses tuyaux ainsi que pour les autres services qu'il rend à l'intérieur de sa franchise. (T.S. p. 1741, R-3081-85)

En ce qui concerne le réseau de distribution, le procureur est d'avis que le problème cité par le témoin Bulger est artificiel et que celui mentionné par le témoin Lasonde est aussi incompréhensible que confus. Ce dernier a mentionné qu'il y avait des zones grises et qu'il pensait qu'il y avait des problèmes.
(T.S. p. 1742 et suivantes, R-3081-85)

Selon Me Audet, Brenda Mines n'est pas différent des autres producteurs dans l'Ouest. Il veut vendre du gaz, il veut aller sur le marché se chercher des clients.
(T.S. p. 1745, R-3081-85)

Me Audet reprend sommairement chacune des principales objections formulées par les témoins Balaban et Rizzuto sur la proposition de l'"Option Service de Livraison" de GMi. (T.S. p. 1747 et suivantes, R-3081-85)

Il termine sa plaidoirie en présentant un sommaire des différents éléments de changement et des conséquences résultant de la déréglementation, tels:

- le monopole,
 - la juridiction de la Régie,
 - le droit de propriété,
 - la distribution du gaz à l'intérieur du réseau GMi,
 - la confidentialité
- (T.S. p. 1751 et suivantes, R-3081-85)

3.2.4.3.3) Réplique de Me Martin (GMi) et de Me Audet (Noranda/Brenda Mines)

En réplique Me Martin souligne que le témoin Balaban (Brenda) veut tenir compte de la diversité à l'intérieur de la franchise de Gaz Métro par le truchement du coefficient d'utilisation des clients à qui il aurait vendu du gaz et, selon Me Martin, il ne détient pas de droit exclusif, ni de vendre, ni de distribuer, ce droit appartenant à Gaz Métropolitain.
(T.S. p. 1757 et suivante, R-3081-85)

Me Martin, contrairement à Me Audet, soutient que Gaz Métropolitain est propriétaire de l'entreprise de vente, de distribution, du transfert de gaz à l'extérieur des franchises accordées et dit:

"L'entreprise de gaz, ce n'est pas seulement la vente, pas seulement la distribution, ce n'est pas seulement le transport, c'est l'ensemble."

(T.S. p. 1760, R-3081-85)

Elle ajoute que la Régie s'est déjà penchée sur une question de cette nature en rendant une ordonnance spéciale pour respecter le droit exclusif dans une requête concernant "Agrinove".

(T.S. p. 1760, R-3081-85)

Me Martin souligne que si l'interprétation de Me Audet devait être retenue, la Régie ne pourrait pas exercer sa juridiction:

"Si l'Option Service de Livraison n'était pas restreinte, effectivement, on pourrait constater la possibilité d'un véritable chambardement du régime opérationnel et légal à l'intérieur de la franchise."

(T.S. p. 1761 et suivante, R-3081-85)

En réplique Me Audet souligne à la Régie que GMI ne semble pas vouloir comprendre le principe de déréglementation qui veut que l'on vive "maintenant dans un monde de concurrence". Il termine en disant:

"... alors Gaz Métro, "Welcome to the real world".

(T.S. p. 1769 et suivante, R-3081-85)

3.2.5) Les ajustements du coût du gaz

3.2.5.1) Ajustements proposés par GMi

La déréglementation des achats de gaz en Alberta a pour conséquence de modifier plus fréquemment le prix à l'achat. Dans les circonstances, la procédure actuelle, selon G-190 et G-307, pourrait s'avérer difficile d'application sinon impossible dans certains cas.

Aux audiences du 29 janvier 1986, la Régie a demandé à Gaz Métropolitain une proposition d'ajustement du coût du gaz pour que la facturation des abonnés reflète l'évolution de ce coût.

Me Martin d'ajouter:

"... on peut peut-être geler le coût du gaz selon le dossier et la date de tombée mais il faut trouver le moyen de les dégeler en cours de route". (T.S. p. 696)

En réunion technique, le 6 janvier 1986, les représentants de GMi., Messieurs Normand, Bui-Quang et Cartier ont abordé le sujet et présenté leurs réflexions préliminaires.

Selon eux, la procédure selon les Ordonnances G-190 et G-307 pourrait probablement être utilisée pour les ajustements relatifs aux coûts de transmission et d'entreposage en Ontario. Quant aux autres changements aux coûts du gaz, ils devraient être considérés selon leur nature.

Gaz Métropolitain identifie à la pièce GMi 38 d.5, les quatre types d'ajustements où une procédure particulière serait nécessaire:

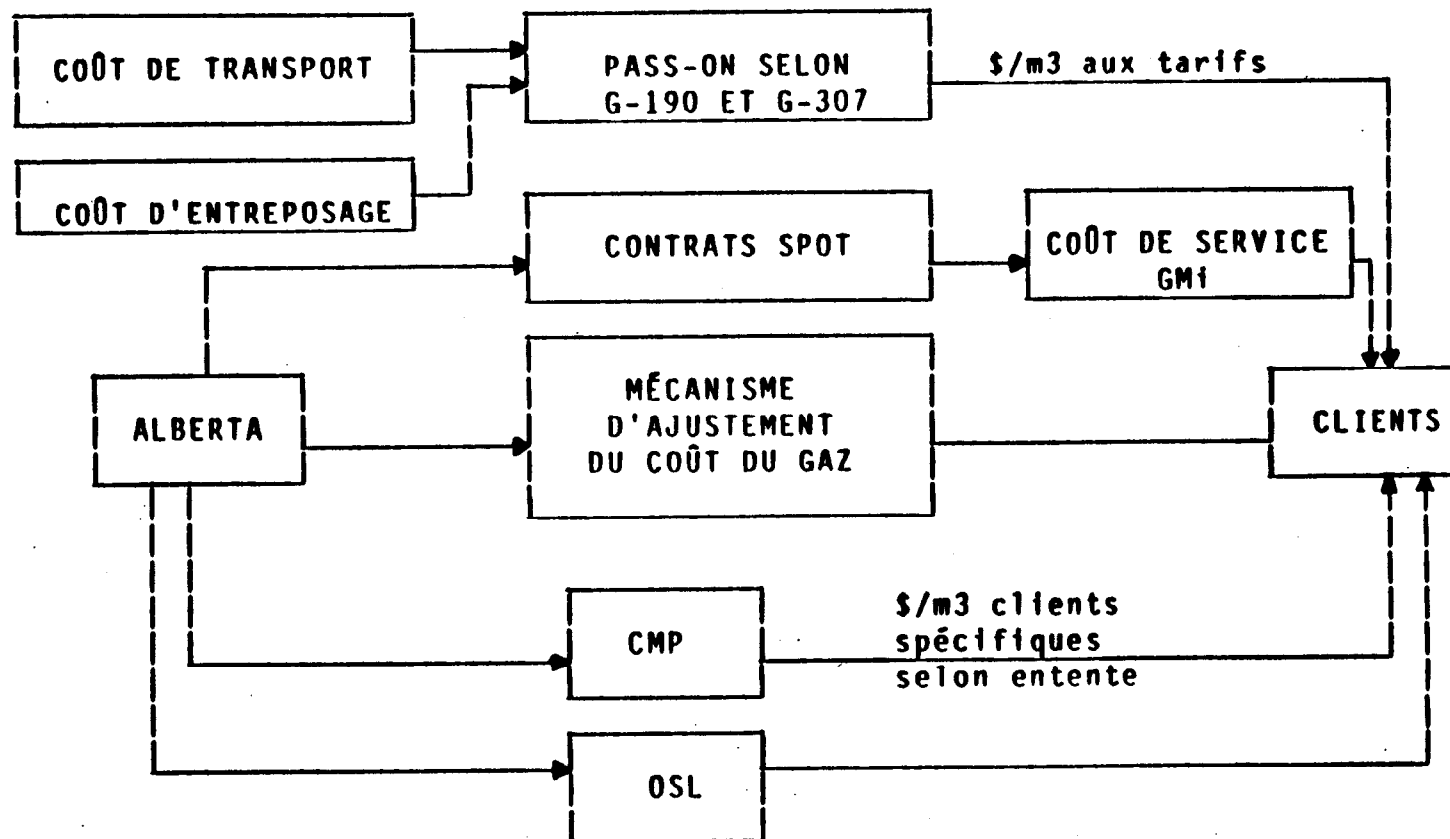
- le CMP (Competitive Marketing Programs)
- les rabais ou augmentations du prix à la frontière d'Alberta
- les contrats "spot"
- l'"Option Service de Livraison".

Les modalités d'application des différentes procédures sont indiquées à la pièce Gm1 38 d.6 et 7 et sont les suivantes:

- les rabais selon le CMP seraient crédités directement aux abonnés visés;
- les économies résultant des prix payés aux contrats "spot" seraient absorbées dans le coût de service de compagnie;
- les prix payés selon l'"Option Service de Livraison", seraient transmis directement aux abonnés visés;
- et les rabais ou augmentations aux contrats d'approvisionnement de la compagnie seraient transmis aux abonnés selon la procédure nouvelle d'ajustement du coût du gaz que propose GM1, expliquée aux pièces GM1 38 d.6,7,9 et 10.

La pièce GM1 38 d.6 reproduite ci-après montre de façon schématique le mécanisme proposé d'ajustement du coût du gaz selon les modalités prévues pour la procédure spécifique.

GAZ MÉTROPOLITAIN
DÉRÈGLEMENTATION DU COÛT DU GAZ
REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DE L'APPLICATION
DES DIFFÉRENTS RABAIS



NOTE: OSL = Option service de livraison
 CMP = Competitive market pricing

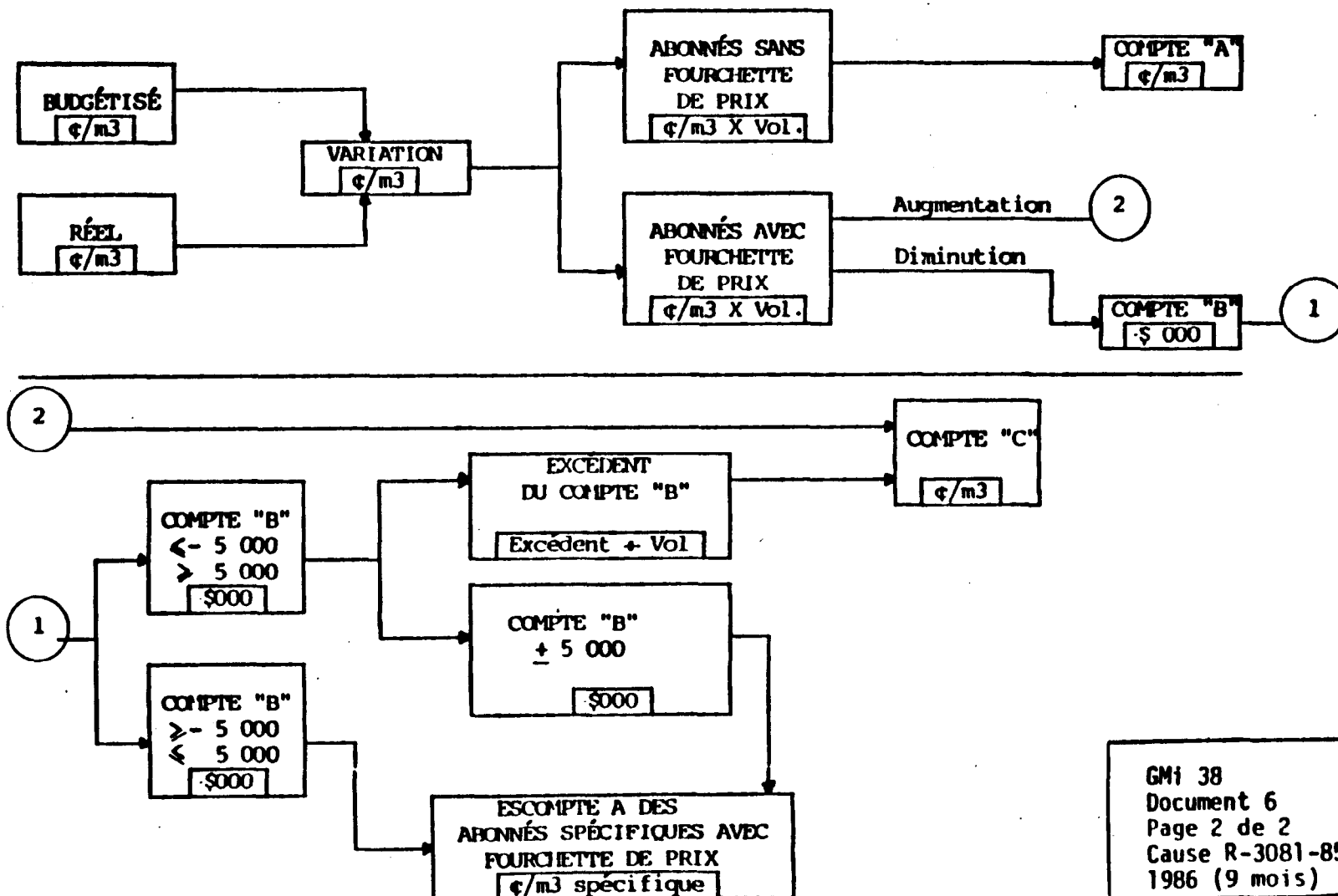
GM1-38
 Document 6
 Page 1 de 2
 Cause R-3081-85
 1986 (9 mois)

GAZ MÉTROPOLITAIN

PRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DU MÉCANISME D'AJUSTEMENT DU COÛT DU GAZ PROPOSÉ

COÛT DU GAZ UNITAIRE MOYEN MENSUEL

AJUSTEMENT AUX ABONNÉS



GM1 38
Document 6
Page 2 de 2
Cause R-3081-85
1986 (9 mois)

Lors des audiences du 20 et du 25 février 1986, les témoins Bui-Quang et Cartier ont expliqué les différentes procédures préconisées par Gaz Métropolitain et, tout particulièrement, celle concernant les rabais ou les augmentations aux contrats d'approvisionnement de GMi.

Les principales caractéristiques de la procédure spécifique sont: (GMI 38 d.7)

- le volume et le coût réel par rapport au volume et au coût budgétisé pour établir le taux unitaire moyen d'écart;
- les deux catégories d'abonnés:
 - a) sans fourchette de prix
 - b) avec fourchette de prix
- sans fourchette de prix - compte "A"
 - a) ajustement lorsque le taux unitaire moyen d'écart, à la hausse où la baisse est plus élevé ou égal à 0,005 \$/m³
 - b) approbation de la Régie lorsque l'ajustement n'est pas uniforme à tous les abonnés.
- avec fourchette de prix - compte "B"
 - a) montant global inscrit au compte "B" ne peut-être supérieur à 5 000 000 \$ ni inférieur à moins - 5 000 000 \$;
 - b) escomptes consenties aux abonnés.
- avec fourchette de prix - compte "C"
 - a) ajustement à la hausse ou à la baisse lorsque le prix unitaire moyen d'écart est plus élevé ou égal à 0,005 \$/m³;
 - b) escomptes octroyés à des abonnés spécifiques, peuvent différer d'un abonné à l'autre.

Gaz Métropolitain préconise que chaque année, au 30 septembre, le solde aux comptes d'ajustement soit appliqué à la grille tarifaire de l'année subséquente.

La pièce GMi 38 d.9 précise que :

"L'escompte convenu entre la compagnie et l'abonné qui est facturé pour le gaz retiré en vertu d'un taux convenu, doit refléter les particularités des abonnés individuels en ce qui a trait notamment aux facteurs suivants en ordre décroissant de leur importance.

- la valeur du gaz naturel par rapport à celle des produits concurrents
- le terme contractuel convenu
- l'obligation annuelle minimale convenue
- le volume de gaz souscrit par l'abonné lorsque applicable.

L'escompte accordé à un abonné ne peut être supérieur à deux fois le taux unitaire du rabais obtenu d'un fournisseur."

La pièce GMi 38 d.10 indique que selon cette procédure, la détermination du taux unitaire moyen d'écart mensuel entre le taux budgétisé et le réel exclut les achats selon le CMP et l'"Option Service de Livraison" puisque les ajustements sont passés directement aux abonnés visés. (T.S.p. 2238 et suivantes).

L'intervenante, l'ACIG a présenté son témoignage sur les différentes procédures d'ajustements préconisées par GMi, lors des audiences du 4 mars 1986.

Le témoin Bjerkelund, représentant de l'ACIG, s'interroge principalement sur l'établissement d'une réserve de 5 000 000\$ (compte "B" - client avec fourchette de prix -

GMI 38, d.7) pour accorder des escomptes à des abonnés particuliers à la discrétion de GMI. (T.S. p. 2481 - R-3081-85)

Selon le témoin, la proposition de GMI est à l'effet de créer un "Mini-CMP" qui lui permettrait de traduire une réduction du coût du gaz en des escomptes différents accordés à divers abonnés à la discrétion de GMI.

Dans son témoignage écrit, le témoin Bjerkelund souligne que l'ACIG s'objecte au potentiel de discrimination que présente cette proposition.

"IGUA/l'ACIG does object to the proposed funding of this reserve, which in effect is by all of GMI's customers and not by the producers as is the case with the CMP's. This leaves GMI's other customers open to the risk of discriminatory treatment, as the nature of the "Mini-CMP's" is to use funds properly belonging to all GMI's customers for the benefit of the few. The discrimination is particularly obvious when for example a customer in a particular industrial sector receives a benefit which is in fact partially funded by its competitors."
(T.S. p. 2483, R-3081-85)

Verbalement il précise que les réductions du coût du gaz devraient être transmises uniformément à tous les abonnés.

"... to the extent that Gaz Metro in November 1 of this year is able to renegotiate lower prices with, say, TransCanada as its major supplier, then the basic view is that those benefits should flow through to all their customers...

Because I think the view is that the utility is acting on behalf of all its customers and to the extent that there is a general reduction in prices, then all the customers should benefit."
(T.S. page 2491, R-3081-85)

"Well, in the simplest terms it means that the price of gas, if Gaz Metro is able to negotiate a fifty cents per gigajoule reduction from TransCanada November 1, just across the board, then the simple way of looking at it would be that all customers would get a price reduction of fifty cents per gigajoule; it would just flow through on a straight-through basis."

A la question :

"Why should it be that way in your feeling and why should not someone have a dollar of gigajoule reduction and others nothing?"

Le témoin Bjerkelund répond:

"Well, many of those customers have no alternative to deal with its utility. The obvious ones are, of course, the residential consumers and probably, in practice many of the commercial users and in practice a fair number of the industrial users, particularly the smaller ones. The distributor is really the only logical supplier of natural gas to them and ... natural justice seems to suggest that when they are able to reduce their costs, then those should benefit as well and just because they are effectively a captive customer that that position should not be abused, as it were."

3.2.5.2) CMP-GM1 proposé par l'ACIG

Malgré son opposition à la proposition de GM1, le témoin Bjerkelund expose que sa position serait différente si au lieu d'un fonds provenant d'une réduction du coût du gaz, il s'agissait de répartir un fonds financé spécifiquement par les producteurs, comme le sont les CMP de TCPL, et que la répartition de ce fonds par GM1 soit sujette à un encadrement fourni par les producteurs et approuvée par la Régie.

"IGUA/1'ACIG proposes that the "Mini-CMP's" should be funded by the producers in a manner similar to CMP's, but GMI would retain full discretion for its disbursement within certain agreed-upon limits negotiated between its suppliers and approved by the Régie. Each such "Mini-CMP" would require some degree of regulatory control by the Régie, probably under a rate order and the filing of the contract with the Régie. The price probably should be held confidential. (T.S. page 2483, R-3081-85)

Le témoin Bjerkelund soumet à la Régie que GMI devrait pouvoir négocier avec ses fournisseurs une réduction de coûts pour rencontrer un besoin bien défini, comme dans le cas du CMP. Advenant que ses fournisseurs refusent de contribuer, GMI doit être libre de faire des affaires avec d'autres tout comme l'industriel qui peut avoir accès au marché direct.

(T.S. page 2502, R-3081-85)

"I think what we would like to see is Gas Metro going to its producers and saying: Look, we need to establish another source of funds other than the normal CMP's that we can use at our own discretion to sort of fine tune our system that the CMP's administered by the producers and TransCanada don't handle appropriately.

We would like to negotiate an additional price reduction to meet that need. And, therefore, the price reductions that you get from your supplier would be targeted towards that end use in the way that CMPs are today. And so the producers would not be, in effect, reducing their price to everyone when perhaps that general price reduction wasn't necessary, as you were pointing out earlier.

So, they would be able to target and create a block of gas for you which gives you that five million or whatever the appropriate figure might be; and if your system producers wouldn't make it available to you, then you should be free to access

the non-system producers just like the individual industrial user would be able to access the market place.

In other words, we don't think the distributor should be limited in its access to the market any more than individuals should be limited."

Interrogé par le procureur de GMI à savoir pourquoi il souhaiterait que la Régie exerce une surveillance sur le "CMP-GMI" qu'il propose alors qu'il n'a pas exprimé cette exigence envers les CMP-TCPL.

"I think we are concerned with perhaps discrimination if that is not an overworked word - it probably is.

We could be concerned, I think, with this reserve, this five millions dollars perhaps being - how do I put it politely without being offensive? - being channelled into certain favoured sectors or certain favoured customers for whatever reason. We think that the Régie should probably have some opportunity to oversee the administration that it has been done in an essentially evenhanded way."
(T.S. p. 2513, R-3081-85)

Le témoin Bjerkelund termine son témoignage écrit par la position suivante:

"IGUA/l'ACIG only supports the establishment of "Mini-CMP's" after an appropriate range of T-service (contract carriage) rates have been made available on a non-discriminatory access basis to industrial users on both TCPL and GMI systems."
(T.S. p. 2484, R-3081-85)

La requérante a invoqué l'urgence d'apporter des modifications à son Règlement Tarifaire et à ses programmes commerciaux dès le premier janvier pour lui permettre de réagir à une concurrence très vive de l'électricité auprès de ses abonnés actuels. Par ailleurs, la Régie ne souhaite pas retarder indûment les transactions commerciales directes entre les producteurs de gaz et les utilisateurs ultimes, rendues possibles par l'accord conclu le 31 octobre 1985 entre les provinces de l'ouest et le gouvernement fédéral. En conséquence, la Régie émet la présente Ordonnance comprenant certaines décisions provisoires sujettes à être modifiées lors de la Phase II de la présente cause.

La Régie observe que chacune des six conclusions de la requête dont traite la présente Ordonnance fait intervenir un jugement sur le degré d'interfinancement entre les abonnés d'un distributeur qu'elle peut permettre sans que cet interfinancement ne devienne indûment discriminatoire envers les abonnés qui ont à le fournir.

4.1) Flexibilité des tarifs ou discrimination

La requérante réclame avec insistance des tarifs dits "flexibles" qui lui accorderaient une plus grande latitude dans les prix qu'elle peut exiger de ses divers clients et dans les subventions qu'elle peut accorder à certains d'entre eux.

En langage clair, cela veut dire qu'elle souhaite pouvoir charger plus cher à certains clients pour vendre moins cher à d'autres clients selon la pression de la concurrence qui s'exerce sur les uns et les autres.

Par ailleurs, dans la cause R-3083-85 dont le dossier est incorporé à la présente cause, les requérantes Noranda Inc. et Brenda Mines Ltd réclament un tarif de livraison établi selon les frais fixes et les frais d'exploitation directement et uniquement reliés à un tel service. En clair cela veut dire sans aucun interfinancement.

Enfin, le mode d'ajustement du coût du gaz proposé par la requérante lui permettrait d'isoler certains volumes de gaz, qu'elle pourrait acheter à un prix inférieur au coût moyen de ses approvisionnements, pour les vendre à certains clients privilégiés à un prix qu'elle détermine à sa discrétion, sans faire bénéficier l'ensemble de ses abonnés des escomptes qu'elle pourrait avoir obtenus.

La Régie est sensible à la réalité de la concurrence entre les diverses formes d'énergie et aux avantages de la déréglementation du prix du gaz naturel, mais elle l'est encore plus aux contraintes de son mandat de surveillance et de contrôle des termes et conditions commerciales de la distribution du gaz naturel par une entreprise qui jouit d'un monopole.

La nature et la portée des demandes de la requérante dans cette cause lui indiquent qu'il y a lieu que la Régie précise sa position quant aux limites de la "flexibilité" que son mandat lui permet d'accorder au détenteur d'une franchise exclusive.

4.1.1) Contraintes de la Régie

L'article 25 de la Loi prescrit que le plafond des prix ou taux compris dans les tarifs que la Régie autorise se situe au niveau;

"nécessaire pour rencontrer les dépenses de l'entreprise et lui assurer un rendement raisonnable sur la juste valeur de ses investissements dans l'entreprise",

et l'article 27 prescrit que le plancher de ces prix ou taux doit être tel que le rendement raisonnable évoqué à l'article 25 soit;

"... suffisant pour que le distributeur puisse rencontrer les dépenses nécessaires à la stabilité et au développement normal de l'entreprise, afin de lui permettre de répondre aux besoins des consommateurs".

Ces articles ne traitent pas des écarts entre les prix qui peuvent être exigés des divers abonnés sans créer une discrimination injustifiée en faveur de certains d'entre eux et au détriment des autres. A ce sujet, deux interprétations s'affrontent lorsqu'il s'agit de respecter ces prescriptions dans la détermination des divers taux applicables aux diverses classes tarifaires desservies par le distributeur.

4.1.1.1) Interprétation restrictive: pas d'interfinancement

Selon une interprétation restrictive l'utilisation par le Législateur de l'expression "un rendement raisonnable" au singulier dans ces deux articles plutôt que l'expression "des rendements raisonnables" reflète son intention à l'effet que la composante "rémunération des investissements" comprise dans les prix ou taux qu'elle autorise soit établie sur une seule et même base dans le cas de chacun de ces prix ou taux. C'est dire, selon cette interprétation, que chaque classe tarifaire devrait contribuer le même taux de rendement sur la partie des investissements de l'entreprise qui sert à lui fournir le service qu'elle reçoit.

En ce qui concerne les dépenses de l'entreprise, soit de l'autre composante des prix ou taux évoqués à l'article 25, l'application de la prescription générale de cet article au cas particulier de chaque classe d'abonnés

impliquerait que les taux applicables à chacune d'elles ne devraient pas être plus élevés que nécessaire pour permettre au distributeur de rencontrer les dépenses qu'il encourt pour desservir chaque classe.

Selon cette interprétation, l'interfinancement ne serait pas permis et seule la discrimination basée sur le coût de service serait justifiée. A la limite, l'application rigoureuse de cette interprétation extrême au cas particulier de chaque abonné, conduirait à l'établissement d'un tarif particulier pour chacun des abonnés du distributeur et ne laisserait aucune flexibilité à celui-ci pour négocier avec ses abonnés.

4.1.1.2) Interprétation permissive: Interfinancement permis

Une autre interprétation considère que le plafond prescrit par l'article 25 et le plancher impliqué par l'article 27 s'appliquent aux revenus globaux que le distributeur doit pouvoir recouvrer par ses tarifs et non à chacun des prix que le distributeur peut exiger de ses divers abonnés.

Cette interprétation permissive s'appuie sur l'article 34 qui permet à la Régie de contraindre un distributeur à desservir un abonné ou un groupe d'abonnés qui en fait la demande.

"Art. 34. A la demande de tout intéressé, la régie peut, après enquête publique annoncée et tenue suivant le premier alinéa de l'article 33 et après avoir fourni au détenteur du droit exclusif l'occasion de se faire entendre, contraindre, aux conditions qu'elle fixe, ce détenteur à étendre son entreprise à toute partie du territoire pour lequel le droit exclusif lui a été accordé.

Elle peut également, à la demande de tout intéressé, contraindre le détenteur du droit exclusif à étendre son entreprise en dehors du territoire pour lequel ce droit lui a été accordé; l'ordonnance ne peut être rendue qu'après l'accomplissement des procédures visées à l'alinéa précédent et que si le gouvernement, sur recommandation de la régie, a étendu le territoire pour lequel le droit exclusif avait été accordé.

Dans les deux cas, la régie doit s'assurer que la rentabilité et l'efficacité de l'entreprise ne seront pas compromises par suite de sa décision."

L'unique contrainte imposée à la Régie par cet article étant de s'assurer que la rentabilité globale de l'entreprise n'est pas compromise, la Régie peut contraindre un distributeur à desservir un abonné non rentable, c'est-à-dire un abonné dont les prix et taux sont insuffisants pour recouvrer les dépenses encourues pour le desservir et un rendement raisonnable sur les équipements mis en place pour le faire.

Les tenants de cette interprétation permissive des articles 25 et 27, signalent que l'interfinancement en faveur d'un abonné non rentable, permise par l'article 34, entraîne nécessairement un interfinancement équivalent aux dépens des autres abonnés qui doivent combler le manque à gagner produit par la desserte de l'abonné non-rentable. Ils considèrent que si l'article 34 permet un tel interfinancement entre abonnés, il ne serait pas justifié de percevoir une restriction envers l'interfinancement, dans les termes que le Législateur a choisi pour s'exprimer aux articles 25 et 27.

Selon cette interprétation, la Loi de la Régie de l'Électricité et du Gaz ne contient aucune

contre-indication à l'égard de l'interfinancement entre abonnés. En conséquence, le distributeur pourrait exiger de ses abonnés le prix maximum que chacun serait prêt à payer pour le gaz dont il a absolument besoin, (ce que le marché peut tolérer) pourvu que l'ensemble des revenus générés par de tels prix ne soit pas plus élevé que la somme des dépenses de l'entreprise et du rendement raisonnable qu'il convient d'accorder aux capitaux qui y sont engagés.

Selon cette interprétation extrême, la Phase II d'une cause en tarification au cours de laquelle les procureurs du distributeur et des abonnés débattent de la juste et équitable répartition des revenus à recouvrer des diverses classes tarifaires, n'aurait donc aucun fondement dans la Loi.

4.1.2) Position de la Régie vis-à-vis de la discrimination

Malgré tout l'intérêt des cheminement qui conduisent aux deux positions contradictoires exprimées ci-devant, la Régie considère que ces interprétations méritent d'être examinées à la lumière de la raison d'être de la réglementation des prix de la distribution du gaz naturel, qui, selon elle, est d'éviter les abus du pouvoir de monopole d'un commerçant qui jouit d'une franchise exclusive dans son territoire.

La Régie observe que l'interprétation permissive des articles 25 et 27 permettrait au distributeur de vendre son gaz à des prix très élevés à certains clients captifs, quitte à accepter des prix inférieurs au prix de revient pour le gaz vendu à d'autres abonnés qui peuvent aisément se convertir à l'usage d'autres formes d'énergie.

La Régie observe qu'une telle politique de prix d'opportunité "à la tête du client" est pratiquée lorsque possible dans le commerce normal où le même produit étant offert par plusieurs vendeurs, aucun client n'est captif d'un seul commerçant et où la concurrence d'autres vendeurs du même produit impose généralement un plafond aux prix qui peuvent être exigés.

Tel n'étant pas le cas du commerce du gaz naturel par un distributeur exclusif dans sa franchise, la Régie estime qu'il y a lieu de privilégier l'interprétation restrictive exposée ci-devant aux dépens de la seconde car cette dernière peut conduire à des abus du pouvoir de monopole du distributeur envers ses clients captifs.

La Régie observe cependant que l'application rigoureuse de l'interprétation restrictive des articles 25 et 27 conduirait à inviter chaque abonné à exiger qu'un taux particulier lui soit appliqué de telle sorte qu'il n'ait à payer que le quantum exact des dépenses et du rendement relatifs au service qu'il reçoit.

La Régie estime raisonnable d'écarter cette interprétation extrême car, selon elle, l'objet de la réglementation étant d'éviter les abus, cela implique l'exercice d'un jugement sur ce qui constitue un abus.

Elle estime qu'il est de sa compétence d'exercer ce jugement dont l'objet est de distinguer entre:

- la discrimination justifiée
- et la discrimination injustifiée.

La Régie en conclut que les contraintes qu'elle doit respecter dans ses décisions tarifaires sont de s'assurer:

- a) que l'enveloppe globale des revenus que le distributeur peut recueillir grâce aux tarifs qu'elle autorise, n'excède pas le plafond prescrit à l'article 25 et ne soit pas inférieur au plancher prescrit à l'article 27.
- b) que l'écart entre le prix exigé de chaque abonné et le coût de le desservir n'atteigne pas un niveau qu'elle considérerait constituer une discrimination injustifiée, soit un abus du pouvoir de monopole du distributeur.

Selon cette perception, le rôle de la Régie est de déterminer la "zone de raisonnabilité" à l'intérieur de laquelle les prix, taux, termes et conditions commerciales qu'elle fixe pour le distributeur sont justes et équitables envers celui-ci et envers chacun de ses abonnés.

Depuis quelques années la Régie n'a pas incorporé dans ses causes en tarification l'étude du coût de desservir les diverses classes tarifaires car elle a jugé que les résultats de telles études ne pourraient être considérés sérieusement tant que leur méthodologie n'avait pas été analysée et justifiée. Maintenant que cette lacune est comblée par la récente Ordonnance G-429, la Régie estime qu'elle doit se référer à une telle étude pour éclairer son jugement dans chaque cause en tarification.

La Régie est d'avis que la répartition entre les diverses classes tarifaires des revenus qu'elle autorise un distributeur de recouvrer par ses tarifs, doit être basée, dans la mesure du possible, sur le coût de desservir chacune de ces classes. Elle reconnaît toutefois qu'il ne convient pas d'appliquer ce principe rigoureusement et qu'il y a lieu en pratique de tenir compte de certains autres facteurs dont, dans une certaine mesure et d'une façon générale plutôt qu'individuelle, du niveau des prix des autres formes d'énergie.

La Régie considère que renverser cet ordre de priorité pour emboîter le pas avec la nouvelle tendance à la déréglementation causerait préjudice à certains abonnés d'un distributeur en incitant celui-ci à accroître le volume de ses ventes en réduisant les prix demandés aux nouveaux abonnés et à ceux qui peuvent changer facilement leur source d'énergie, au détriment des abonnés captifs qui se verraient imposer des prix majorés pour compenser le manque à gagner résultant des rabais ainsi consentis.

4.1.3) Législation, doctrine et jurisprudence sur la discrimination

La Loi sur la Régie de l'Électricité et du Gaz ne traite pas explicitement de la discrimination. Il ressort toutefois de l'examen de la législation, de la doctrine et de la réglementation en Amérique du Nord les concepts suivants:

- les prix et taux exigés par une entreprise d'utilité publique réglementée doivent être justes et raisonnables;

- ces prix et taux ne doivent pas créer de discrimination injuste, indue ou déraisonnable entre les abonnés; ils ne doivent pas accorder une préférence indue ou déraisonnable à certains abonnés ni imposer un désavantage ou un préjudice indu ou déraisonnable à d'autres abonnés.

- ces prix et taux doivent en outre être applicables de la même façon à toutes personnes pour le même service dans des circonstances et conditions sensiblement analogues.

Les extraits suivants illustrent le jugement d'autres régies , sur les critères à considérer dans la détermination de taux "justes et raisonnables".

a)- Texas Court of Appeals
Amtel Communications, Inc. et al.

v

Texas Public Utility Commission
No. 350,669
-SW2d-
February 20, 1985

Discrimination 1 - Parameters - Allowable discrimination versus unlawful discrimination. [TEX.Ct.App.] In looking at discrimination, the court held that (1) only unreasonable discrimination is prohibited; (2) some degree of discrimination may be in the public interest in some circumstances; (3) rate inequality is not itself unlawful discrimination; and (4) the commission must decide what constitutes unreasonably discriminatory action. [2] p. 145.

- b)- Re Public Service Co. of Indiana, Inc.
Cause No. 36318, June 10, 1981
[IND.] A utility should strive to equalize class rates of return to the extent that such equalization remains consistent with the need to avoid abrupt or sudden rate movements.
- c)- Indiana Public Service Commission
Re Public Service Company of Indiana
Cause No. 36818
January 20, 1983
Rates, 124 - Reasonableness - Equalization of class rates.
[IND.] Distribution of revenue responsibility among customer classes fashioned within the context of a rate increase proceeding should strive to move toward equalizing class rates of return to the extent that such equalization remained consistent with the need to avoid abrupt or sudden rate movements; the commission found, by application of those standards, that a rate design that achieved a 35 per cent reduction in the gross dollar amount of interclass differences was appropriate for an electric company. [11] p. 33.
- d)- Iowa State commerce Commission
Re Iowa-Illinois Gas and Electric Company
Docket No. INU-81-1(C-2)
May 20, 1982
Rates, 326 - Time-of-day pilot project - Participation - Discrimination.
[IOWA] ... it was not its responsibility to make all customers received identical bills, but rather to make sure all customers were charged for service at reasonable rates - i.e., rates that reasonably reflected the cost of providing the service customers used; customers receiving bills calculated on the basis of time-of-day rates, like

customers billed on the basis of regular residential rates, were being charged for electricity at the cost the utility incurred in providing electric service. [2] p. 644.

- e)- Massachusetts Department of Public Utilities
Re Boston Edison Company
D.P.U. 1350
May 31, 1983
[MASS.] Statement by the department that required reduction of the existing differentials in an electric company's class rates of return and enumerating specific actions to be taken by the utility to move toward equal rates of return.
p.419

- f)- Farmers Union Central Exchange, Inc.

v

Federal Energy Regulatory Commission

Nos. 82-2412 et al.

- US App DC - , - F2d -

March 9, 1984

Rates, 124 - Reasonableness - Cost inquiries -
Explanation of noncost factors.

[U.S.C.A.(D.C.)] The most useful and reliable starting point for rate regulation is an inquiry into costs; each noncost factor referred to in rate setting must be specified in terms of its nature and be accompanied by a reasoned explanation of how the factor justifies the resulting rates.

- g)- Public Service Co. of New Mexico, Case No 1554,
July 7, 1981.
As used in the Public Utility Regulatory Policies Act, the term "equitable rates" refers to the reduction or elimination of discrimination between customer classes resulting from subsidies that may be reflected in existing electric rates, but also

includes considerations such as continuity of rates and the hardship that might be imposed upon particular customer classes based on significant rate increases.

- h)- Gulf States Utilities Co. 7 Tex PUC Bull 410, Docket No.3871, Sept. 17, 1981.

[TEX.] Although the Commission has adopted a general public policy statement providing that electric utility rates should be based upon cost of service in all cases, the commission may recognize relevant noncost considerations in establishing a rate design, such as the following: (1) simplicity, understandability, and public acceptability; (2) freedom from controversy; (3) effectiveness in yielding a fair total revenue requirement; (4) stability of revenue; (5) stability of rate structure; (6) fairness in apportionment of cost of service among customers; (7) avoidance of undue discrimination; and (8) discouragement of wasteful consumption.

- i)- Federal Energy Regulatory Commission
Re Boston Edison Company
Docket Nos. E-8187, E-8700. ER76-203, and ER76-238
August 27, 1979

Discrimination, 17 - Electric company - Rate disparity.

[F.E.R.C.] Once a customer alleging undue rate discrimination under 205 (b) of the Federal Power Act shows that a substantial disparity in rates exists between customers of the same class, it then becomes incumbent upon the utility to justify this disparity on the basis of factual differences [1] p. 218.

- j) Mountain States Legal Foundation v Utah Pub. Service Commission (1981) 636 P2d 1047.

[UTAH Sup.Ct.] Although a utility cannot give preferences to some customers, reasonable classifications between consumers may be made, but there must be adequate findings of fact, supported by evidence, which demonstrated a rational basis for the classification.

La Régie est d'avis que ces concepts d'équité entre abonnés s'appliquent également aux programmes commerciaux promotionnels et aux autres conditions commerciales qui complètent l'encadrement des transactions autorisées par les tarifs, et dont les coûts sont considérés des déboursés de l'entreprise de gaz.

k)- West Ohio Gas Co. v. Ohio Pub. Comm'n (No.1), 294 U.S. 63, 72 (1935).

We take judicial notice of the fact that gas is in competition with other forms of fuel, such as oil and electricity. A business never stands still. It either grows or decays. Within the limits of reason, advertising or development expenses to foster normal growth are legitimate charges upon income for rate purposes as for others.

1)- Re Promotional Activities by Gas & Elec. Corps., 68 P.U.R.3d 162 (N.Y. Pub. Serv. Comm'n 1967).

(1) Promotional inducements may never vary the rates, charges, rules, and regulations of the tariff pursuant to which service is rendered to the customer.

(2) Promotional inducements must be uniformly and contemporaneously available to all persons within a reasonably defined group.

(3) The costs of the promotional practices must not be so large as to impose a burden on customers in general and must be recoverable through related sales stimulation within a reasonable period of time.

(4) The size and nature of the allowance or other promotional inducement must be reasonably related to the objective sought to be achieved and reasonably expected to promote the interests of the utility and its customers.

La Régie reconnaît que la jurisprudence citée ci-devant n'est pas exhaustive. Ces extraits expriment toutefois le jugement d'autres Régies quant à la priorité qu'il convient d'accorder au coût de service et à l'équité entre abonnés dans l'élaboration des tarifs.

Dans ses dernières Ordonnances la Régie a développé un critère chiffré permettant d'apprécier l'admissibilité des programmes commerciaux en précisant qu'un interfinancement momentané (à court terme) pouvait être justifié ou ne pas constituer une discrimination induue lorsque le taux de rendement interne (TRI) du programme est supérieur au taux de rémunération accordé sur la base de tarification, c'est-à-dire lorsque les bénéfices à long terme pour l'ensemble des abonnés sont supérieurs au coût initial que les abonnés doivent supporter.

Enfin, la Régie estime que les écarts de prix ou de conditions commerciales, qui pourraient paraître discriminatoires, doivent en toutes circonstances être justifiés malgré la déréglementation des prix du gaz naturel et malgré la vigueur de la concurrence de l'électricité alléguée par la requérante.

4.1.4) Huis clos et confidentialité

4.1.4.1) Durant le déroulement d'une cause

La Régie est d'avis qu'il n'y a lieu d'accepter le huis clos et la confidentialité de certaines pièces que dans des cas exceptionnels et que pour des période de temps limitées afin de préserver la crédibilité du processus réglementaire qui, selon elle, doit être public et transparent.

Elle est d'avis que lorsqu'une partie demande le huis clos et la confidentialité de certaines pièces, cette partie doit prendre le risque qu'advenant un refus, elle ne soit pas autorisée à retirer du dossier les témoignages ou les pièces impliquées, car en juger autrement, garantirait à cette partie, la possibilité d'influencer les décisions de la Régie sans que le dossier n'en porte de trace.

Pour ce motif, la Régie juge que la décision de laisser au dossier ou non un élément de preuve présenté par une partie avec demande de confidentialité doit être prise par la Régie et non par la requérante comme elle l'a soutenu. (T.S. pp. 12 et 13)

4.1.4.1.1) Modifications aux tarifs et aux programmes

La Régie est d'avis que la proposition de la requérante de lever l'embargo sur la preuve qu'elle présente au soutien de sa demande, seulement si les décisions de la Régie lui sont favorables et de maintenir cet embargo pendant trois ans dans le cas contraire est inacceptable par l'inégalité de traitement demandé.

En effet, selon cette proposition la Régie pourrait faire référence aux pièces de la requérante pour motiver des décisions favorables à celle-ci, mais elle devrait cacher au public la preuve sur laquelle des décisions défavorables seraient basées.

La Régie considère cette proposition déraisonnable et contraire au caractère public du processus réglementaire. En conséquence, elle juge qu'il y a lieu de lever l'embargo sur le huis clos et sur l'ensemble des pièces relatives à cette partie de la cause à la date de la présente Ordonnance.

4.1.4.1.2) Pièces GMi 36 d.1 et d.2

Ces pièces ont été demandées pour permettre à la Régie d'apprécier l'usage fait par la requérante de la très large fourchette de prix du Tarif Interruptible alors que celle-ci demandait d'introduire de très larges fourchettes de prix au Tarif Général 1.

La Régie rejette la demande de confidentialité de la pièce GMi 36 d.1 qui dévoile des prix appliqués dans le passé (du 1er oct 1984 au 30 sept 1985). Les résultats de l'examen de cette pièce portés à la section 4.2.4 des présentes motivent la subdivision du Tarif 14 en sept sous-classes que la Régie estime devoir effectuer lors de la Phase II de la présente cause.

La Régie accepte cependant de considérer la pièce GMi 36 d.2 comme confidentielle car cette pièce n'est pas essentielle aux décisions à prendre et car elle dévoile des prix appliqués présentement.

4.1.4.2) Après la Cause: Loi 65 "Loi sur l'Accès aux documents..."

Conformément à l'article 3 de la Loi 65 tel qu'amendé de la "Loi sur l'Accès aux documents des Organismes Publics et sur la Protection des Renseignements Personnels" (L.R.Q., c. A-21), les organismes publics auxquels cette loi réfère ne comprennent pas les tribunaux au sens de la Loi sur les tribunaux judiciaires, (chap I-16) et les organismes exerçant des fonctions quasi-judiciaires dans l'exercice de leurs fonctions d'adjudication.

Il en résulte que la Régie a juridiction exclusive sur les modalités de production et d'utilisation de documents et autres informations déposés dans un dossier, tant et aussi longtemps qu'elle en est saisie dans l'exercice de ses fonctions, c'est-à-dire jusqu'à ce qu'elle ait rendu une Ordonnance finale sur ce dossier.

Ainsi durant cette période, la Régie seule peut se prononcer sur toute demande de confidentialité relative à la production de documents, à la déposition d'un témoin, ou encore aux plaidoiries des procureurs, car elle seule est en mesure d'évaluer la pertinence d'une telle demande et le bien fondé des raisons qui en permettrait ou non le traitement confidentiel.

Cependant, dès que la Régie a fermé le dossier par une Ordonnance, elle est d'avis que toute demande d'accès à un document déposé au dossier, dont la confidentialité aurait été reconnue par elle, doit être soumise à la personne responsable pour la Régie de l'application de la Loi 65.

Ledit responsable rendra alors la décision appropriée aux circonstances conformément aux dispositions de la Loi 65 et plus particulièrement à l'article 29.1 (ajouté en vertu du projet de loi 48, adopté et sanctionné le 20 juin 1985 par le chapitre 30) et les parties concernées pourront exercer tous les recours prévus par la Loi quant à la décision du responsable.

4.2) Les modifications tarifaires

La requérante allègue que l'évolution de la concurrence qu'elle rencontre dans son marché rend nécessaire d'apporter de toute urgence les trois modifications suivantes à ses tarifs.

- Introduction d'un Tarif de Fourniture de Pointe (FP)
- Introduction d'une fourchette de prix au Tarif Général

- Baisse du Tarif 12 (gaz carburant pour véhicules) et l'introduction d'une fourchette de prix à ce tarif.

A l'examen de ces demandes, la Régie estime qu'il y aura lieu d'apporter deux autres modifications par l'ordonnance définitive soit,

- l'introduction d'une fourchette de prix au premier palier des tarifs à débit stable,
- et l'introduction de sept fourchettes de prix au Tarif Interruptible au lieu d'une seule.

Enfin, la Régie juge opportun de préciser de nouveau à la section 4.2.5 ce qu'elle estime être une utilisation appropriée de la flexibilité offerte par les fourchettes de prix.

4.2.1) Le Tarif de Fourniture de Pointe (FP)

La structure des tarifs en usage au Québec distingue les abonnés dont le coefficient d'utilisation est faible de ceux qui atteignent un coefficient d'utilisation supérieur à 50%. Ces derniers sont facturés sous les tarifs à débit stable, dont les taux décroissent avec l'augmentation du coefficient d'utilisation, pour refléter l'économie résultant d'une utilisation élevée des équipements mis en place pour les desservir.

Les autres abonnés en service continu utilisent le gaz principalement pour le chauffage et n'ont pas une consommation régulière de base suffisante pour porter leur coefficient d'utilisation au-delà de 50%. Ils sont facturés sous les Tarifs 1 et 2 à des prix plus élevés car le coût de les desservir est plus élevé.

L'examen des statistiques journalières du nombre de degrés de la température ambiante en-dessous de 18° Celsius à Montréal au cours des 30 dernières années permet de constater un total annuel de 4 568 degrés-jour, soit une moyenne annuelle de 12.5 degrés-jour par jour. La journée la plus froide qui advient en janvier, février ou décembre, représente une pointe de 39,8 degrés-jour. Il s'en suit qu'un abonné qui utilise le gaz uniquement pour le chauffage n'atteint qu'un coefficient d'utilisation de l'ordre de 30%. ($12,5/39,8 = 31,4\%$)

L'abonné moyen des Tarifs 1 et 2 utilise aussi le gaz à d'autres fins telles que le chauffage de l'eau et la cuisson. Ces consommations régulières ajoutent une charge de base de l'ordre de 25% de la consommation de pointe, ce qui porte leur coefficient d'utilisation moyen aux environs de 40%.

Les Tarifs 1 et 2 desservent donc des abonnés dont les retraits journaliers moyens représentent entre 30 et 50% de la demande journalière maximale que le distributeur est tenu de satisfaire.

La requérante a mis en preuve qu'il se présente maintenant une nouvelle catégorie d'abonnés qui n'utilisent le gaz pour le chauffage que lorsque la température chute en-dessous de moins 15° C.

Les statistiques de la température des dernières 30 années, révèlent un total annuel de seulement 35 degrés-jour en-dessous de moins 15° Celsius, soit une moyenne annuelle de 0,1 degré jour par jour. Elles indiquent également une pointe de 6,8 degrés-jour en-dessous du seuil de moins 15°C. Il s'en suit que les abonnés qui utilisent le gaz pour le chauffage seulement lorsque la température ambiante est inférieure à 15° C., n'atteignent qu'un coefficient d'utilisation de l'ordre de 1,4%. ($0,1/6,8 = 1,4\%$)

Il résulte de cette très faible utilisation de l'équipement mis en place pour desservir cette nouvelle catégorie d'abonnés (conduites, branchements, compteurs), une augmentation considérable du coût de leur livrer chaque mètre cube de gaz comme l'indique l'indice du coût relatif porté à la ligne 45 du tableau suivant.

Tableau 4.2.1)-1

REPARTITION DES DEGRES-JOURS ENTRE LES DOUZE MOIS DE L'ANNEE.						
DATE	DEGRES SOUS 10 DEG. C. (D/J)	DEGRES SOUS 0 DEG. C. (D/J)	DEGRES SOUS -5 DEG. C. (D/J)	DEGRES SOUS -10 DEG. C. (D/J)	DEGRES SOUS -15 DEG. C. (D/J)	DEGRES SOUS -20 DEG. C. (D/J)
(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
JANVIER.....	906.4	348.7	205.4	90.9	24.6	2.0
FEVRIER.....	730.4	226.9	109.8	35.3	4.8	0.0
MARS.....	610.0	87.3	22.7	1.8	0.0	0.0
AVRIL.....	379.9	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0
MAI.....	160.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JUIN.....	48.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JUILLET.....	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AOUT.....	25.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SEPTEMBRE....	122.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OCTOBRE.....	322.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOVEMBRE.....	484.5	29.6	2.2	0.0	0.0	0.0
DECEMBRE.....	767.3	215.3	98.0	31.9	5.6	0.0
TOTAL...DJ/AN	4568.1	913.3	438.1	159.9	35.0	2.0
MOYENNE...DJ/J	12.5	2.5	1.2	0.4	0.1	.0
MAXIMUM...DJ/J	39.8	21.8	16.8	11.8	6.8	1.8
COEFF.UTIL..Z	31.4	11.5	7.1	3.7	1.4	0.3
DJ.DEC A FEV.	2404.1	790.9	413.2	158.1	35.0	2.0
D.J.F./ TOT.Z	52.6	86.6	94.3	98.9	100.0	100.0
INDICE COUT..	100	274	440	847	2230	10330

Il s'en suit que pour amortir les mêmes équipements et payer les mêmes services, l'abonné qui utilise le gaz seulement pour satisfaire la pointe de sa demande de chauffage et dont le coefficient d'utilisation n'est que de l'ordre de 1,4% devrait payer pour chaque mètre cube, vingt-deux fois la marge brute qu'il est raisonnable d'exiger d'un abonné de chauffage normal.

En conséquence, la Régie estime raisonnable de limiter l'accès aux Tarifs 1 et 2 aux abonnés dont les retraits de gaz pour le chauffage correspondent à des retraits normaux à cette fin et suivent les fluctuations des degrés-jours en-dessous de 18°C. Elle estime aussi qu'il y a lieu de créer un nouveau tarif dont les taux correspondraient mieux aux coûts de desservir les abonnés dont le coefficient d'utilisation est anormalement faible.

La requérante demande d'appliquer un Tarif de Fourniture de Pointe aux abonnés qui effectuent plus de 85% de leurs retraits annuels en décembre, janvier et février.

Selon le tableau ci-dessus ce seuil de 85% correspond à un coefficient d'utilisation de 10% et à un coût de service de 2,7 fois plus élevé que celui d'un abonné de chauffage normal.

La Régie estime qu'il y a lieu d'autoriser la requérante à appliquer le Tarif pour Fourniture de Pointe porté à l'annexe A, à compter du 1er janvier 1986. Les taux suivants des divers paliers de ce tarif correspondent à la somme du coût marginal du gaz plus deux fois la marge brute comprise dans les taux du Tarif Général.

TARIFS DE FOURNITURE DE POINTE

	ZONE OUEST	ZONE EST	ZONE NORD
	\$/mois	\$/mois	\$/mois
2.1.1) Redevances d'abonnement par compteur	14.50	14.75	15.00
2.1.2) Prix au volume retiré (à 37.89 millions de J./m3)	c/m3	c/m3	c/m3
Pour les premiers 100 m3 (de 0 à 100 m3).....	36.81	39.95	28.54
Pour les 220 m3 suivants (de 100 à 320 m3).....	36.81	39.95	28.54
Pour les 680 m3 suivants (de 320 à 1 000 m3).....	36.81	39.95	28.14
Pour les 2 200 m3 suivants (de 1 000 à 3 200 m3).....	35.81	39.95	27.94
Pour les 6 800 m3 suivants (de 3 200 à 10 000 m3).....	34.31	38.35	26.54
Pour les 22 000 m3 suivants (de 10 000 à 32 000 m3).....	32.81	38.35	25.94
Pour les 68 000 m3 suivants (de 32 000 à 100 000 m3).....	31.21	35.15	25.34
Pour les 220 000 m3 suivants (de 100 000 à 320 000 m3).....	29.61	30.35	24.74
Pour les 680 000 m3 suivants (de 320 000 à 1 000 000 m3).....	27.91	28.75	24.14
Pour les 2 200 000 m3 suivants (de 1 000 000 à 3 200 000 m3).....	26.31	27.15	23.54
Pour les 6 800 000 m3 suivants (de 3 200 000 à 10 000 000 m3).....	24.71	25.55	22.94
Pour l'excédent de 10 000 000 m3.....	23.11	23.95	22.34
Coût marginal du gaz	11.488	11.488	11.263

La Régie juge qu'un tel Tarif de Fourniture de Pointe n'est pas "punitif", qu'il n'est pas basé sur l'usage fait du gaz mais bien sur le coût de service et qu'à défaut d'un tel tarif les autres abonnés subiraient un préjudice suite aux retraits de gaz par certains abonnés des Tarifs 1 et 2 à des coefficients d'utilisation inférieurs à 10%.

La relation entre le coefficient d'utilisation des divers abonnés et le prix du gaz qu'ils retirent sera donc assuré dorénavant:

- par une première répartition en trois catégories

- . CU de 10% et moins = Tarif FP
(85% des retraits annuels effectués en décembre, janvier et février)
- . CU entre 10% et 50% = Tarif Général ¹ et
Tarif Domiciliaire ²
- . CU supérieur à 50% = Tarifs à Débit Stable

- et dans le cas de cette dernière catégorie d'abonnés dont le CU est supérieur à 50%, par la structure interne des neuf tarifs à débit stable.

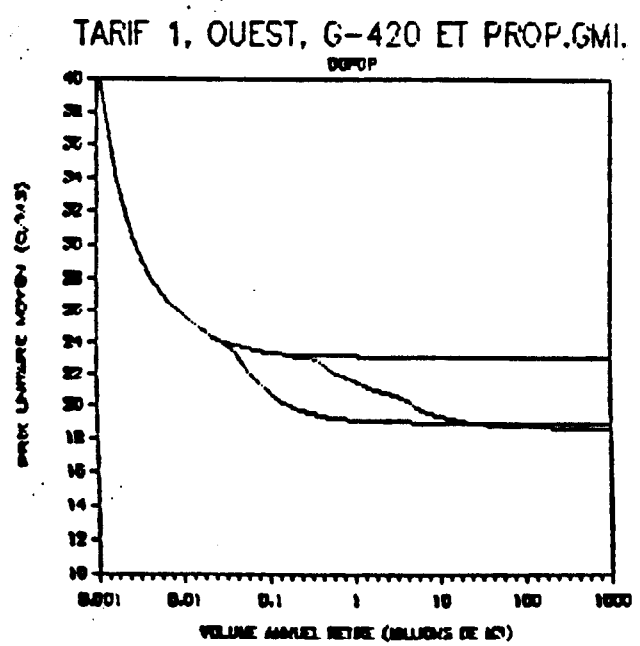
A ce sujet, le cheminement qui précède indique que la marge brute comprise dans le Prix Unitaire Moyen (PUM) du gaz retiré à un CU de 100% devrait, en principe, être d'environ la moitié de la marge brute comprise dans le PUM du gaz retiré à un CU de 50% et ce, de façon uniforme pour chacun des tarifs à débit stable.

4.2.2) Modifications au Tarif Général 1

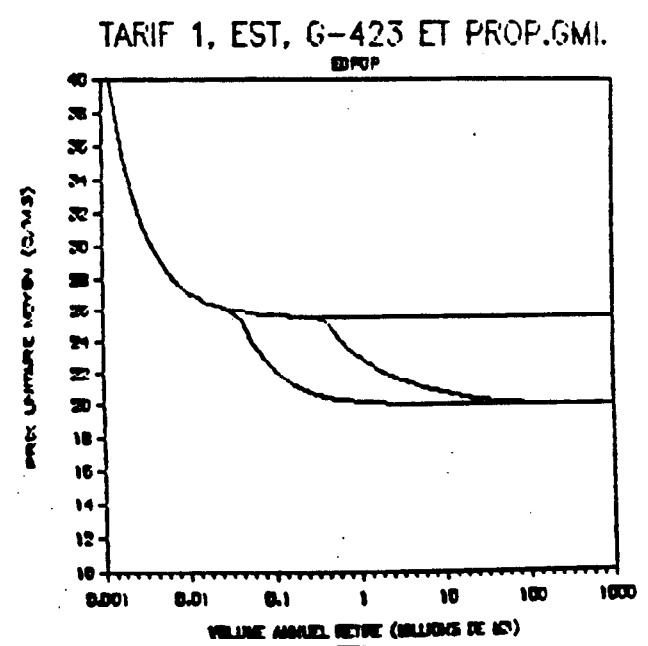
La requérante soutient qu'elle a besoin d'une flexibilité des prix pour refléter la situation particulière des divers abonnés du Tarif 1 de la même façon et selon les mêmes critères qu'elle peut le faire dans le cas des abonnés des tarifs 7, 8, 9 et 10 grâce à la fourchette des prix de ceux-ci.

Les trois graphiques suivants comparent les prix unitaires moyens résultant des Tarifs 1 des Ordonnances G-420, G-423 et G-417 avec les prix unitaires moyens maximum et minimum que la requérante demande à la Régie d'autoriser pour application dans les zones Ouest, Est et Nord.

GRAPHIQUE 4.2.2)-1

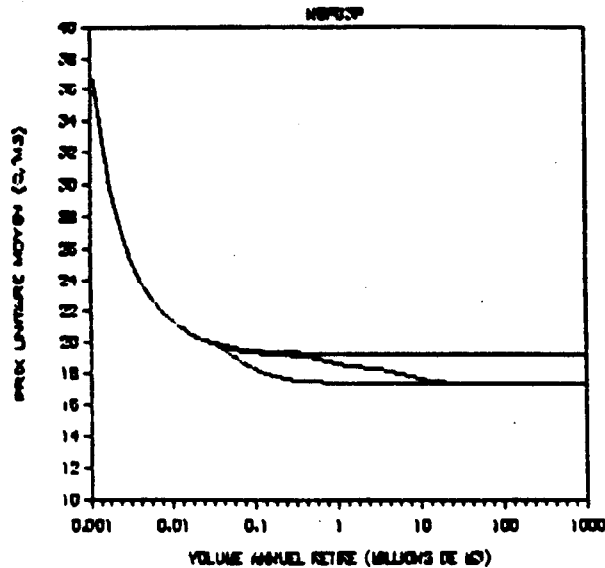


GRAPHIQUE 4.2.2)-2



GRAPHIQUE 4.2.2)-3
TARIF 1, NORD, G-417 ET PROP.GM1.

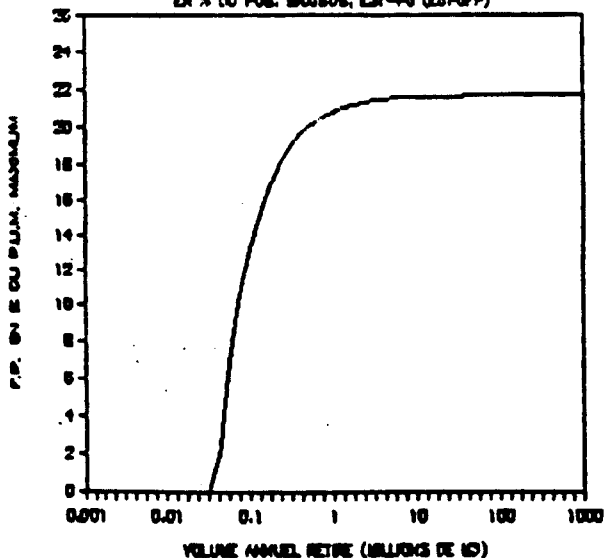
108.



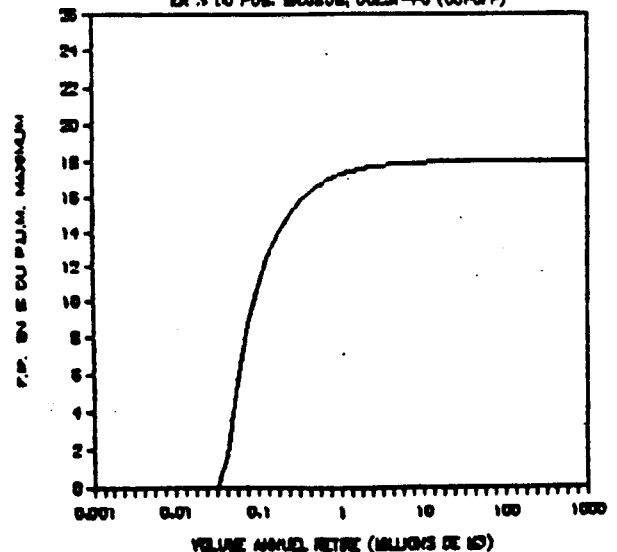
La Régie observe que l'écart entre les prix unitaires moyens maxima et minima résultant des tarifs proposés pourrait atteindre 4,17¢/m³ dans la zone Ouest, 5,56¢/m³ dans la zone Est et 1,93¢/m³ dans la zone Nord.

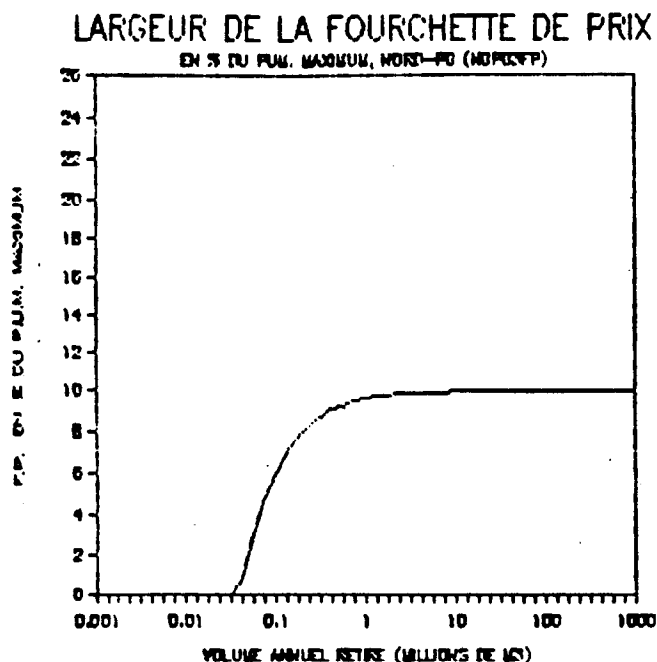
Selon ces propositions la requérante pourrait exiger de certains abonnés des PUM 22%, 28% et 10% plus élevés que ceux qu'elle pourrait accorder à certains autres abonnés pour le même volume de gaz. Autrement dit, elle pourrait accorder des rabais de 18%, de 22% et de 10% sur les PUM maxima qu'elle voudrait pouvoir exiger dans certaines zones comme l'indique les graphiques suivants.

GRAPHIQUE 4.2.2)-4
LARGEUR DE LA FOURCHETTE DE PRIX
EN % DU PUM MAXIMUM, EST-PQ (GDPFF)



GRAPHIQUE 4.2.2)-5
LARGEUR DE LA FOURCHETTE DE PRIX
EN % DU PUM MAXIMUM, OUEST-PQ (GDPFF)





La Régie estime qu'il y a lieu d'accorder au distributeur et aux abonnés une certaine marge de négociation des prix du Tarif 1 pour refléter les particularités des abonnés individuels notamment en ce qui concerne le rapport entre les retraits en été et ceux en hiver, le terme contractuel convenu et le volume annuel minimal convenu.

La Régie juge cependant que les marges de négociation demandées par la requérante excèdent la "zone de raisonabilité" des écarts admissibles entre les prix exigés de deux abonnés qui retirent le même volume de gaz sous ce tarif. La Régie situe cette "zone de raisonabilité" à environ 6% dans les circonstances actuelles.

Elle estime donc qu'il y a lieu d'autoriser à titre provisoire pour la période témoin des neuf premiers mois de 1986 les Tarifs 1 portés à l'annexe B pour les trois zones aux seules fins de l'encadrement du renouvellement des contrats jusqu'à la publication de l'Ordonnance définitive au terme de la présente cause. Les tableaux suivants indiquent les taux autorisés par ces tarifs provisoires et d'application limitée.

TABLEAU 4.2.2)-7

319 TAUX MAXIMA, MEDIANS ET MINIMA DES PALIERS DU TARIF 1 (ZONE OUEST)					
320					
321					
322	PALIER ET SOUS-CLASSES	REDEVANCE ET	REDEVANCE ET	REDEVANCE ET	
323		TAUX MAXIMA	TAUX MEDIANS	TAUX MINIMA	
324		DU TARIF	DU TARIF	DU TARIF	
325		GENERAL	GENERAL	GENERAL	
326	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)
327	REDEVANCE D'ABONNEMENT.....(\$)	14.50	14.50	14.50	
328					
329	PALIER 01 (0 A 100 M3/MOIS)....	24.150	24.150	24.150	
330	PALIER 02 (101 A 320 M3/MOIS)..	24.150	24.150	24.150	
331	PALIER 03 (321 A 1000 M3/MOIS).	24.150	24.150	24.150	
332	PALIER 04 (1001 A 3200 M3).....	23.650	23.650	23.650	
333	PALIER 05 (3201 A 10000 M3)....	23.608	22.900	22.192	
334	PALIER 06 (10001 A 32000 M3)...	22.835	22.150	21.465	
335	PALIER 07 (32001 A 100000 M3)..	22.010	21.350	20.690	
336	PALIER 08 (100001 A 320000 M3).	21.186	20.550	19.914	
337	PALIER 09 (320001 A 1000000)...	20.309	19.700	19.091	
338	PALIER 010 (1000001 A 3200000)..	19.485	18.900	18.315	
339	PALIER 011 (3200001 A 10000000).	18.660	18.100	17.540	
340	PALIER 012 (PLUS QUE 10000001).	17.835	17.300	16.765	
341					
342	COUT MARGINAL DU GAZ.....	11.488	11.488	11.488	
343					

TABLEAU 4.2.2)-8

319 REFERENCES DES TAUX MAXIMA, MEDIANS ET MINIMA (ZONE EST)					
320					
321					
322	PALIER ET SOUS-CLASSES	REDEVANCE ET	REDEVANCE ET	REDEVANCE ET	
323		TAUX MAXIMA	TAUX MEDIANS	TAUX MINIMA	
324		DU TARIF	DU TARIF	DU TARIF	
325		GENERAL	GENERAL	GENERAL	
326	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)
327	REDEVANCE D'ABONNEMENT.....(\$)	14.75	14.75	14.75	
328					
329	PALIER 01 (0 A 100 M3/MOIS)....	25.700	25.700	25.700	
330	PALIER 02 (101 A 320 M3/MOIS)..	25.700	25.700	25.700	
331	PALIER 03 (321 A 1000 M3/MOIS).	25.700	25.700	25.700	
332	PALIER 04 (1001 A 3200 M3).....	25.700	25.700	25.700	
333	PALIER 05 (3201 A 10000 M3)....	25.670	24.900	24.150	
334	PALIER 06 (10001 A 32000 M3)...	25.670	24.900	24.130	
335	PALIER 07 (32001 A 100000 M3)..	24.021	23.300	22.579	
336	PALIER 08 (100001 A 320000 M3).	21.546	20.900	20.254	
337	PALIER 09 (320001 A 1000000)...	20.722	20.100	19.478	
338	PALIER 010 (1000001 A 3200000)..	19.897	19.300	18.703	
339	PALIER 011 (3200001 A 10000000).	19.072	18.500	17.928	
340	PALIER 012 (PLUS QUE 10000001).	18.247	17.700	17.153	
341					
342	COUT MARGINAL DU GAZ.....	11.488	11.488	11.488	
343					
344					

TABLEAU 4.2.2)-9

318

319 TAUX MAXIMA, MEDIANS ET MINIMA DES PALIERS DU TARIF 1 (ZONE NORD)

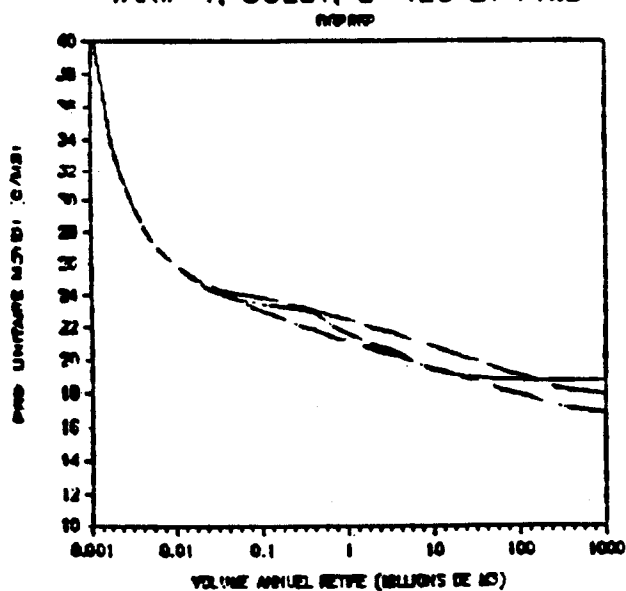
320

321		REDEVANCE ET	REDEVANCE ET	REDEVANCE ET
322	PALIER ET SOUS-CLASSES	TAUX MAXIMA	TAUX MEDIANS	TAUX MINIMA
323		DU TARIF	DU TARIF	DU TARIF
324		GENERAL	GENERAL	GENERAL
325				
326	(B) (C)	(D)	(E)	(F)
327	REDEVANCE D'ABONNEMENT.....(8)	15.00	15.00	15.00
328				
329	PALIER 01 (0 A 100 M3/MOIS)....	19.900	19.900	19.900
330	PALIER 02 (101 A 320 M3/MOIS)..	19.800	19.800	19.800
331	PALIER 03 (321 A 1000 M3/MOIS).	19.700	19.700	19.700
332	PALIER 04 (1001 A 3200 M3).....	19.600	19.600	19.600
333	PALIER 05 (3201 A 10000 M3)....	19.485	18.900	18.315
334	PALIER 06 (10001 A 32000 M3)...	19.175	18.600	18.025
335	PALIER 07 (32001 A 100000 M3)..	18.866	18.300	17.734
336	PALIER 08 (100001 A 320000 M3).	18.557	18.000	17.443
337	PALIER 09 (320001 A 1000000)...	18.247	17.700	17.153
338	PALIER 010 (1000001 A 3200000)...	17.938	17.400	16.862
339	PALIER 011 (3200001 A 10000000).	17.629	17.100	16.571
340	PALIER 012 (PLUS QUE 10000001).	17.320	16.800	16.280
341				
342	COUT MARGINAL DU GAZ.....	11.263	11.263	11.263
343				

Les prix unitaires moyens résultant de ces taux pour le retrait de volumes croissants, se comparent comme suit avec ceux résultant des taux des Ordonnance G-420, G-423 et G-417:

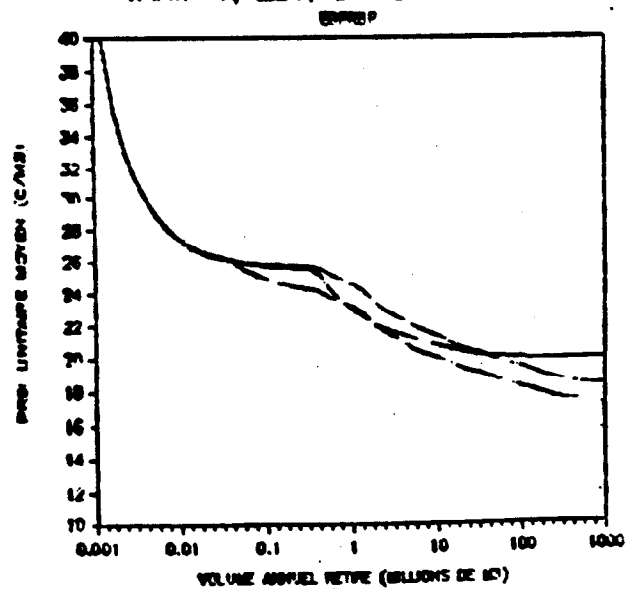
GRAPHIQUE 4.2.2)-10

TARIF 1, OUEST, G-420 ET PR.5



GRAPHIQUE 4.2.2)-11

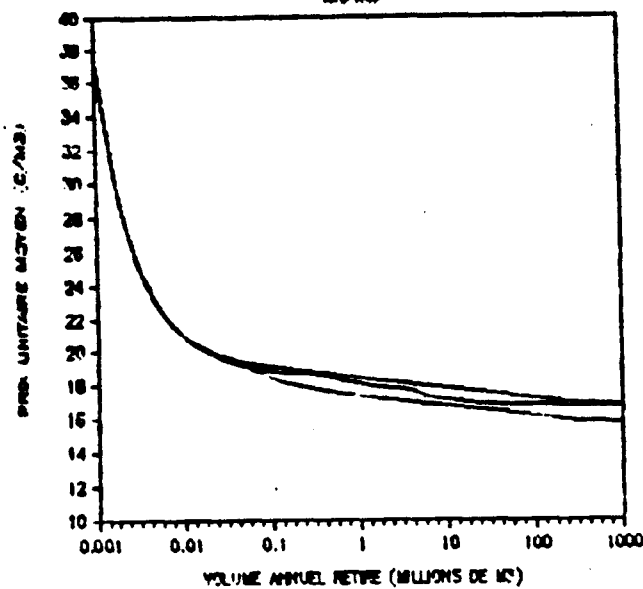
TARIF 1, EST, G-423 ET PR. 7



GM1, G-441, 86/03/24

...112

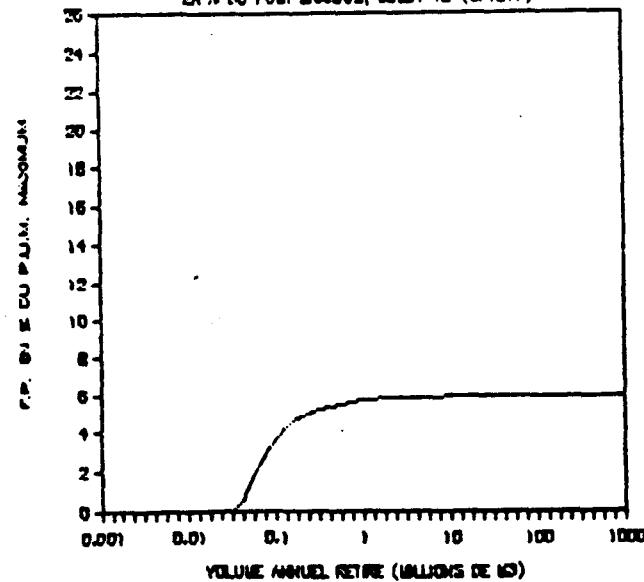
GRAPHIQUE 4.2.2)-12
TARIF 1. NORD, G-417 ET PR. 3



Les fourchettes de prix autorisées provisoirement par les présentes permettent au distributeur et aux abonnés de convenir de rabais pouvant atteindre un maximum de 6% comme l'illustre le graphique suivant applicable aux trois zones.

GRAPHIQUE 4.2.2)-13

LARGEUR DE LA FOURCHETTE DE PRIX
EN % DU P.V.M. MAXIMUM, QUEST-CE (OPREFF)

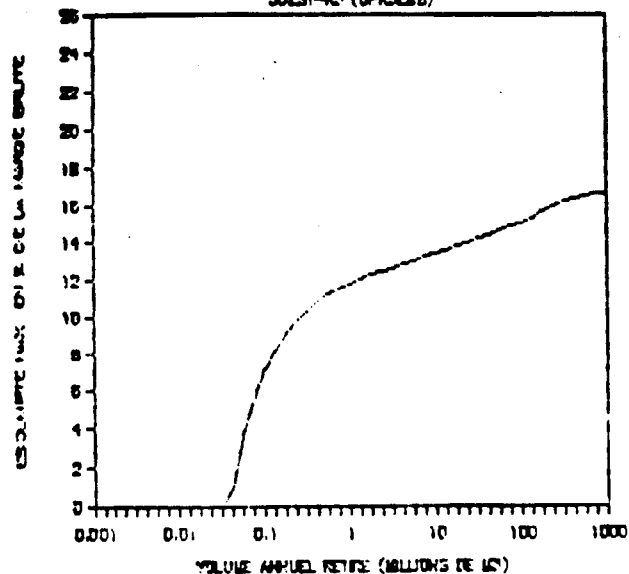


Enfin, la Régie signale que si l'on exclut le coût du gaz à son origine (frontière de l'Alberta), l'autorisation d'un escompte de 6% du prix maximum de la fourchette accordée au distributeur une latitude de négociation qui atteint plus que 15% de la marge brute fournie par les abonnés comme l'indiquent les trois graphiques suivants (Ouest, Est, Nord).

GRAPHIQUE 4.2.2)-14

ESCOMPTE MAX. EN % DE LA MARGE BRUT

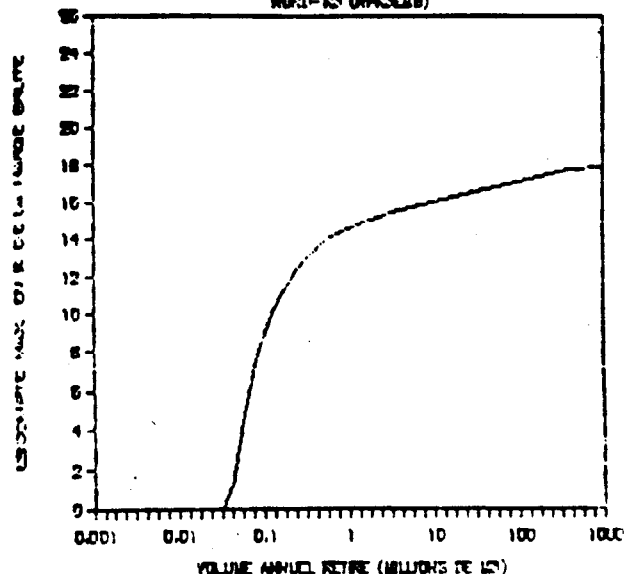
OUEST-12 (OFFICIEL)



GRAPHIQUE 4.2.2)-15

ESCOMPTE MAX. EN % DE LA MARGE BRUT

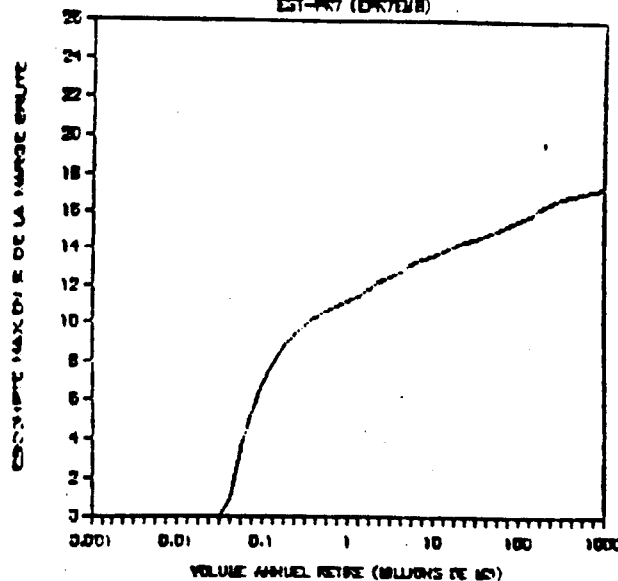
NORD-13 (OFFICIEL)



GRAPHIQUE 4.2.2)-16

ESCOMPTE MAX. EN % DE LA MARGE BRUT

EST-147 (OFFICIEL)



La section 4.2.5 ci-après traite des facteurs en fonction desquelles la Régie considère qu'il est raisonnable et non-discriminatoire d'exiger d'un abonné qu'il fournisse au détenteur du monopole une marge brute plus élevée qu'un autre abonné pour sensiblement les mêmes services. La Régie estime présentement que la limite de raisonabilité de l'écart de la marge brute exigée de deux abonnés qui retirent le même volume de gaz sous le Tarif 1 se situe à environ 15%.

Ces nouveaux Tarifs 1 comprennent deux paliers additionnels qui permettent de définir trois taux médians décroissants au lieu d'un seul pour les retraits excédant 1 000 000 de m³ par mois. Il est peu probable que ces paliers soient utilisés au Tarif 1 qui s'applique aux abonnés dont le coefficient d'utilisation est inférieur à 50%, mais les prix unitaires moyens qu'ils produisent seront utiles pour définir les taux des Tarifs à Débit Stable 10 et 11, lesquels pourraient être utilisés éventuellement par certaines industries qui utilisent de très grands volumes de gaz comme matière première.

La Régie estime qu'il y a lieu de maintenir ces douze paliers pour l'analyse du coût de service et pour l'élaboration du Tarif Général. Elle envisage cependant de les regrouper en six paliers aux fins de la publication du Règlement Tarifaire afin de simplifier le calcul par les abonnés du coût moyen qu'ils peuvent prévoir selon le volume de leurs retraits mensuels.

A compter de la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs autorisés par l'Ordonnance définitive de la présente cause, le taux médian de chaque palier sera appliqué jusqu'au renouvellement ou la renégociation de leurs contrats, aux abonnés du tarif qui n'auraient pas encore renégocié leur contrat selon le Tarif 1 provisoire autorisé par les présentes. Les revenus générés par le nouveau Tarif 1 peuvent ainsi être projetés sur la base de ces taux médians de la même façon qu'ils l'auraient été sur la base des taux des anciens Tarifs 1.

La Régie maintient l'avis, déjà exprimé maintes fois dans ses Ordonnances, à l'effet que les taux convenus entre le distributeur et ses abonnés devraient être raisonnablement dispersés à l'intérieur de la fourchette de prix et que la moyenne de ces taux ne devrait pas s'éloigner des taux médians des fourchettes de prix.

Elle juge en conséquence qu'il n'est pas nécessaire de créer un compte de transition pour absorber les écarts de revenus qui pourraient résulter de nouveaux taux dont le distributeur pourrait convenir avec ses abonnés mais qu'il y a lieu plutôt d'appliquer aux fourchettes de prix du Tarif 1, les dispositions relatives aux fourchettes de prix des tarifs à débit stable décrites à la section 4.2.5) ci-après.

Étant donné que huit des douze paliers des nouveaux Tarifs 1 comprennent une fourchette de prix, la Régie estime qu'il y a lieu :

- que le prix convenu avec les abonnés pour chaque palier soit exprimé en termes du pourcentage de rabais consenti par rapport au taux maxima des paliers,
- et que ce même pourcentage de rabais soit appliqué à chacun des paliers du Tarif 1 comprenant une fourchette de prix, sous lequel un abonné retire du gaz.

Exprimés en ces termes, les taux médians des huit derniers paliers du nouveau tarif correspondent à un rabais de 3% sur les taux maxima des fourchettes.

La requérante a également demandé d'inclure au Tarif 1 une obligation annuelle minimale convenue analogue à celle qui est comprise dans les tarifs à débit stable.

Selon la Régie, l'imposition de certaines obligations minimales aux usagers d'un réseau de distribution découle de logique économique du transport du gaz par une entreprise réglementée.

En effet, il serait imprudent pour un investisseur d'immobiliser des capitaux importants pour mettre en place la canalisation requise pour desservir une clientèle dont les prix sont réglementés, sans s'assurer d'un revenu minimal de revenus pour amortir ces actifs et rémunérer son capital.

Il en est ainsi également dans le cas des gazoducs de transmission qui ne seraient pas construits sans l'engagement à long terme des distributeurs d'assumer l'obligation de payer des frais fixes proportionnels à leur demande.

L'obligation annuelle minimale des tarifs à débit stable consiste en l'engagement des abonnés de garantir au distributeur la marge brute qu'il aurait perçue s'ils n'atteignent pas un coefficient d'utilisation d'au moins 50%.

Les obligations minimales comprises dans les tarifs des distributeurs transmettent à leurs abonnés celles qu'ils doivent prendre eux-mêmes envers l'entreprise de transmission pour assurer leur approvisionnement.

La Régie est d'avis que l'obligation annuelle minimale de retirer au moins 50% du volume souscrit aux tarifs à grand débit compense le risque de l'effet d'importantes fluctuations des retraits annuels des abonnés de ces tarifs, risque qu'elle considère être plus important dans le cas d'abonnés industriels dont l'activité est soumise aux fluctuations de l'économie que dans le cas des abonnés résidentiels et des abonnés commerciaux de faible volume dont les retraits annuels sont généralement plus constants et qui en outre ne peuvent généralement pas utiliser une source alternative d'énergie. A défaut de cette obligation, l'augmentation du coût moyen de livraison du mètre cube de gaz résultant d'une baisse des retraits des abonnés industriels serait intégralement répartie entre les petits abonnés résidentiels et commerciaux sans relation de causalité.

La Régie observe que ce motif d'imposer une obligation minimale peut s'appliquer également aux retraits de certains abonnés industriels et certains abonnés commerciaux du Tarif Général 1 dont les retraits sont importants et qui peuvent utiliser une autre forme d'énergie.

Dans l'Ordonnance G-402 la Régie avait estimé qu'il n'y avait pas lieu d'assortir le Tarif 1 d'un engagement volumétrique minimal car elle observait que:

"Les prix du Tarif Général étant fixes, la Régie observe que la compagnie ne dispose pas d'une marge de manoeuvre lui permettant d'offrir à l'abonné la contrepartie d'engagements supérieurs à ceux stipulés dans le Règlement Tarifaire et ce, plus particulièrement en ce qui concerne le volume retiré dans le cas des abonnés à grand débit.",

(G-402 p. 177 et 178)

Elle avait toutefois jugé raisonnable qu'un contrat soit exigé des abonnés dont les retraits annuels projetés sont supérieurs à 60 000 m³ et que ces contrats identifient un estimé du volume annuel projeté ainsi qu'un estimé du volume journalier maximum projeté pour faciliter la gestion des approvisionnements du distributeur.

L'introduction de fourchettes de prix aux huit derniers paliers du Tarif Général permet au distributeur d'offrir une contrepartie à l'abonné qui convient d'une obligation minimale. La Régie estime donc raisonnable que les contrats exigés des abonnés du nouveau Tarif 1 stipulent un volume annuel minimal librement convenu entre le distributeur et l'abonné; ce dernier pouvant, s'il le souhaite, convenir de garantir la marge du distributeur que sur une faible portion de son volume annuel projeté.

La Régie estime toutefois opportun de maintenir dans ces contrats, à titre d'information, les estimés du volume annuel des retraits et du volume journalier maximum projetés que les parties considèrent réalistes.

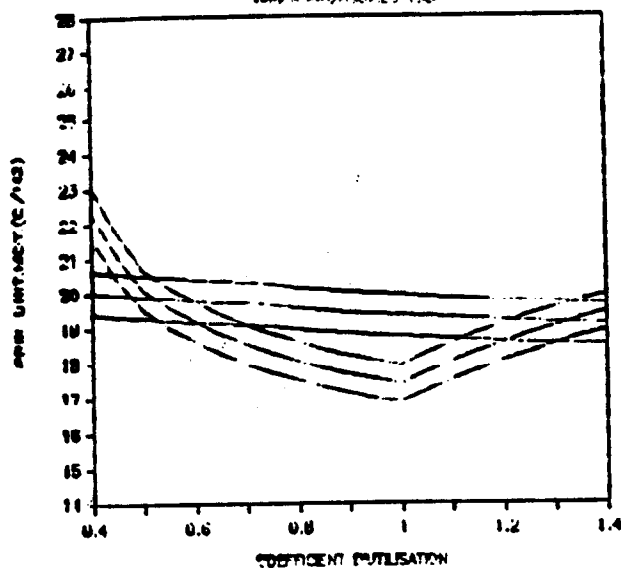
4.2.3) Modification projetée des Tarifs à Débit Stable

Il résulte de l'introduction d'une fourchette de prix aux huit derniers paliers du Tarif 1, que les abonnés à ce tarif jouiraient d'une plus grande latitude de négociation que les abonnés aux tarifs à débit stable dont le coefficient d'utilisation est voisin de 50%.

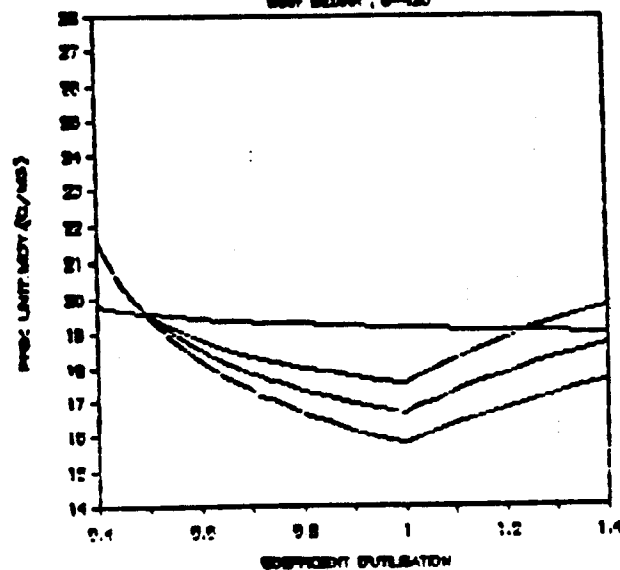
La Régie estime qu'il y aura lieu de corriger cette anomalie en ajoutant une fourchette de prix au premier palier des tarifs à débit stable de façon à permettre une marge de manoeuvre analogue d'environ 6% au point de jonction des tarifs.

Les deux graphiques suivants illustrent l'effet de cette modification sur les prix unitaires moyens générés par les Tarifs 1 et 8 au maximum, à la médiane et aux minimum des fourchettes de prix de ces tarifs.

GRAPHIQUE 4.2.3)-1
P.U.M. TARIFS 1 ET 8
TARIFS PROPOSES 1984



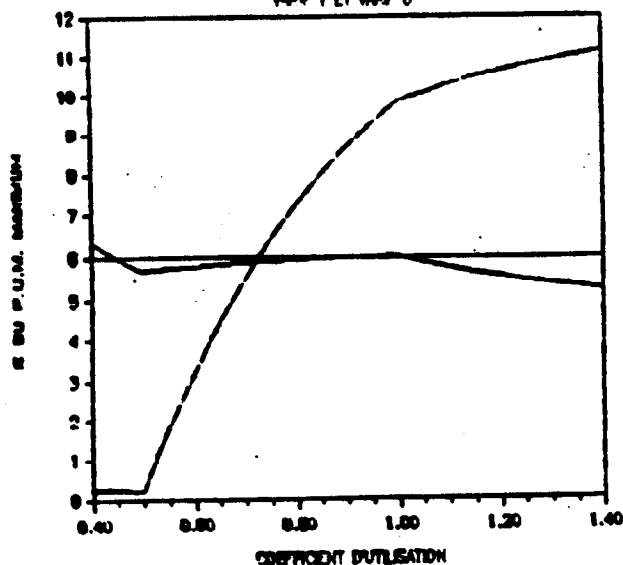
GRAPHIQUE 4.2.3)-2
P.U.M. TARIFS 1 ET 8
TARIF MEDIAN, 0-120



Ces graphiques permettent de constater que la jonction du Tarif 1 avec un des nouveaux tarifs à débit stable se produira au même coefficient d'utilisation quel que soit la position relative du prix convenu d'un abonné dans la fourchette de prix des deux tarifs.

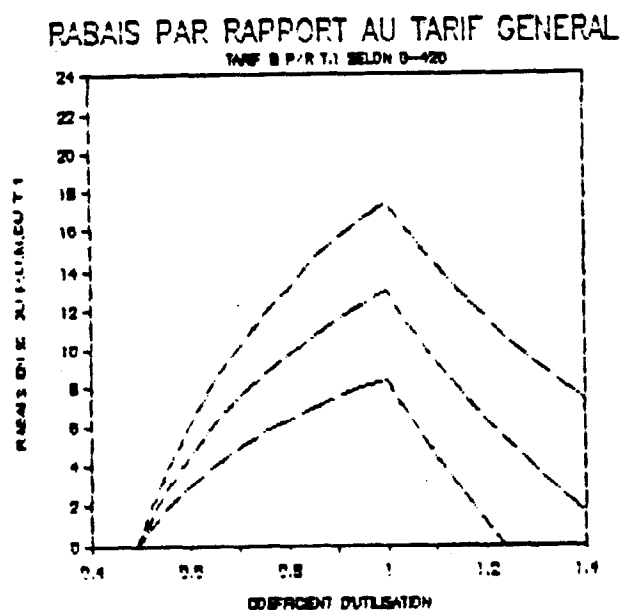
En outre, la nouvelle fourchette de prix accordera sensiblement la même latitude de négociation à tous les abonnés d'un tarif à débit stable alors que la latitude accordée par les tarifs actuels est plus importante pour les abonnés dont le coefficient d'utilisation est élevé comme l'indique le graphique suivant sur lequel est également porté la largeur de la fourchette de prix du Tarif 1.

GRAPHIQUE 4.2.3)-3
LARGEUR DES FOURCHETTES DE PRIX
TARIF 1 ET TARIF 8

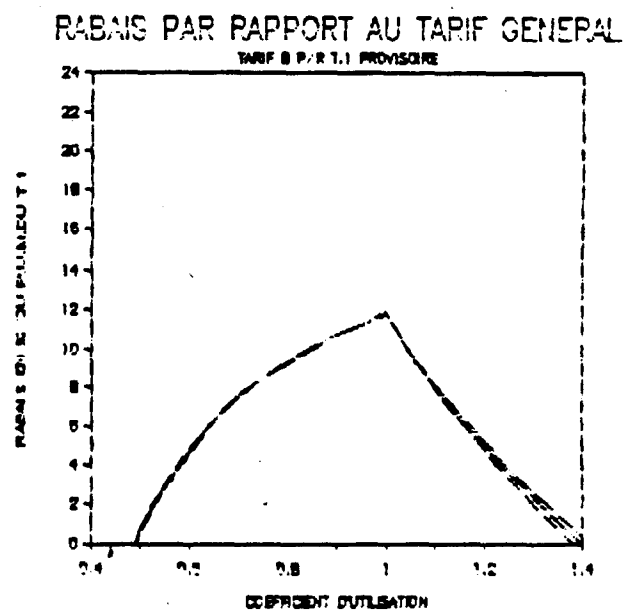


Enfin, l'introduction de fourchettes de prix au Tarif Général 1 et aux premiers paliers des tarifs à débit stable aura aussi pour effet d'uniformiser l'importance des rabais offerts par les tarifs à débit stable par rapport au Tarif 1 aux abonnés dont les prix convenus diffèrent, comme l'illustrent les deux graphiques suivants.

GRAPHIQUE 4.2.3)-4



GRAPHIQUE 4.2.3)-5



4.2.4) Modification projetée du Tarif Interruptible

Tous les tarifs de la structure tarifaire normalisée, sauf le Tarif Interruptible, tiennent compte des deux facteurs principaux qui influencent le coût de desservir un abonné, soit du volume annuel livré par les installations mises en place pour desservir un abonné et du degré d'utilisation par l'abonné de ces installations.

L'enquête générique sur le coût de service tenue en 1985, a permis à la Régie de conclure que le coût unitaire de la capacité des conduites principales utilisées pour desservir un abonné interruptible est le même que celui de la capacité utilisée pour desservir un abonné qui retire du gaz à un coefficient d'utilisation de 100%, car il n'y a pas lieu d'attribuer à l'un ou à l'autre, le coût de la capacité laissée inutilisée par les abonnés dont le coefficient d'utilisation est inférieur à 100%.

4.2.4.1) Sept fourchettes de prix au lieu d'une seule

La Régie observe que le coût unitaire des autres frais fixes, exprimé en ¢/m^3 , décroît rapidement avec le volume retiré. C'est pour ce motif que les prix unitaires des Tarifs 1 et 2 décroissent avec l'augmentation du volume retiré et que les abonnés des tarifs à débit stable sont répartis en 9 classes tarifaires dont les prix unitaires moyens décroissent en fonction de l'augmentation du volume annuel retiré par ces classes.

La Régie observe que la fourchette de prix unique de 23,183 à 13,013 ¢/m^3 du Tarif Interruptible actuel de la zone Ouest permet un écart de prix de 10,17 ¢/m^3 pour des abonnés qui retirent le même volume.

La Régie est d'avis que cet écart est excessif car un abonné pourrait sous ce tarif être amené à payer son gaz interruptible à un prix 76% plus élevé qu'un autre abonné qui retire le même volume annuel. Le rabais que représente cet écart atteint 43,2% du prix maximum autorisé.

En conséquence, elle estime qu'il y aura lieu de subdiviser la très large fourchette de prix présentement autorisée du Tarif Interruptible en sept fourchettes de prix échelonnées de façon à tenir compte du volume des retraits de la même façon qu'il en est tenu compte dans tous les autres tarifs.

La Régie considère que le coût des installations requises pour desservir un abonné devrait être réparti sur la totalité du volume livré par ces installations. En conséquence la Régie estime que le "volume de classement" pertinent au choix de la fourchette de prix applicable à un abonné pendant un mois donné devrait être la somme:

- du volume journalier moyen que cet abonné a retiré en service interruptible pendant ce mois,
- et du volume journalier moyen qu'il a retiré sous un tarif à débit stable pendant la même période.

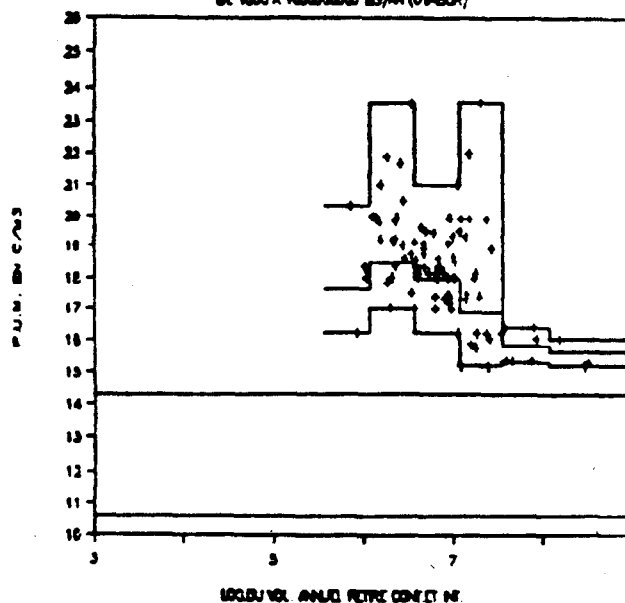
A la demande de la Régie, la requérante a déposé la pièce GM1 36 qui indique le volume retiré en service continu et en service interruptible pour les abonnés du Tarif Interruptible et le prix convenu pour leurs retraits interruptibles pendant la période du 1er octobre 1984 au 30 septembre 1985.

Les données de cette pièce permettent de tracer le graphique suivant qui illustre les dispersions des prix convenus dans l'actuelle fourchette de prix.

TABLEAU 4.2.4.1)-1

ANCIEN TARIF INTERRUPTIBLE OUEST

DE 1000 A 10000000 kWh (07-1967)



Ce graphique indique aussi la moyenne pondérée des prix convenus par les membres de sept sous-classes définies par les gammes du "volume de classement" suivantes:

GRAPHIQUE 4.2.4.1)-2

Sous-classe	Volume de classement	
	Borne Inférieure	Borne Supérieure
14-5	1 000	3 200
14-6	3 200	10 000
14-7	10 000	32 000
14-8	32 000	100 000
14-9	100 000	320 000
14-10	320 000	1 000 000
14-11	1 000 000	

Enfin, les prix convenus maxima et minima observés dans chaque sous-classes définissent les fourchettes de prix effectives portées sur ce même graphique.

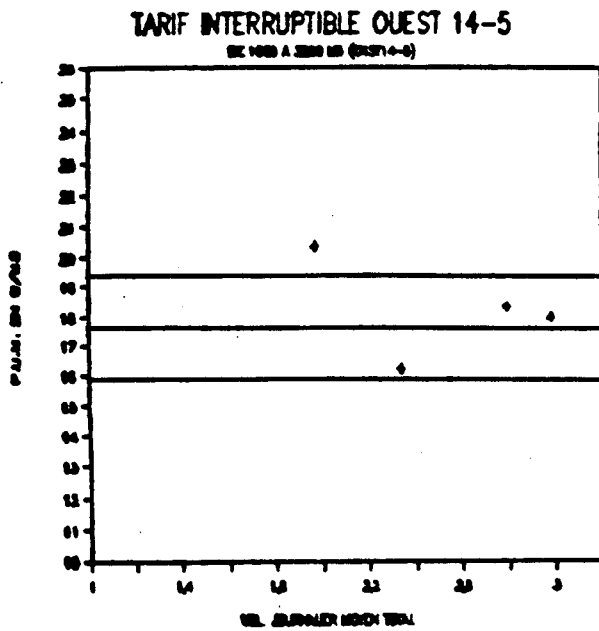
La Régie convient qu'il y a lieu d'accorder au distributeur et aux abonnés en service interruptible la latitude de négocier à l'intérieur d'une fourchette de prix comme peuvent le faire les abonnés des autres tarifs. La Régie estime cependant que cette latitude devrait être la même pour toutes les sous-classes du Tarif Interruptible et qu'elle devrait être du même ordre de grandeur que celle qui est admise pour les autres tarifs.

Elle considère qu'il y aura lieu de faciliter la transition du Tarif Interruptible actuel à un tarif interruptible comprenant sept sous-classes, en accordant de larges fourchettes de prix à ces sous-classes. Elle estime que des fourchettes de prix permettant des rabais de 18%, soit trois fois plus que les autres tarifs, offriraient une amélioration suffisante pour le moment par rapport à la situation actuelle où ces rabais peuvent atteindre 43%.

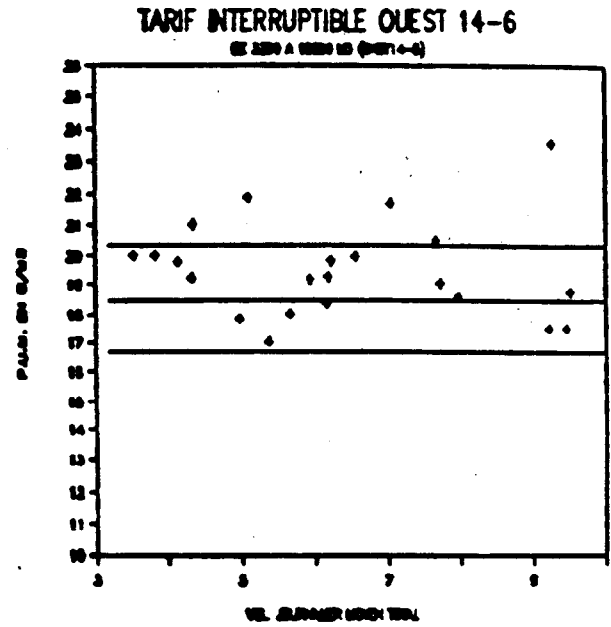
Le graphique 4.2.4.1)-1 permet de constater qu'il existe une relation naturelle entre le volume total retiré par un abonné et le prix que les parties ont jugé raisonnable de convenir pour des retraits interruptibles.

Les six graphiques suivants illustrent cette relation. Les trois lignes horizontales représentent la moyenne pondérée des prix convenus par les abonnés de chaque groupe et la fourchette de prix d'une largeur de 18% qui s'y rapporte.

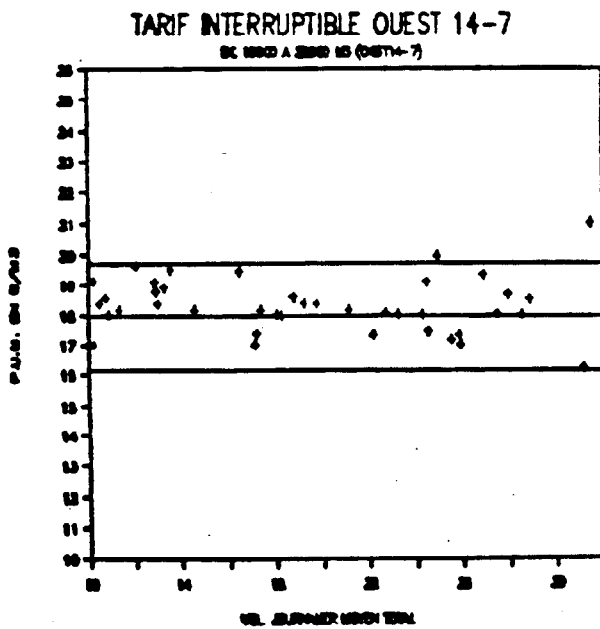
GRAPHIQUE 4.2.4.1)-3



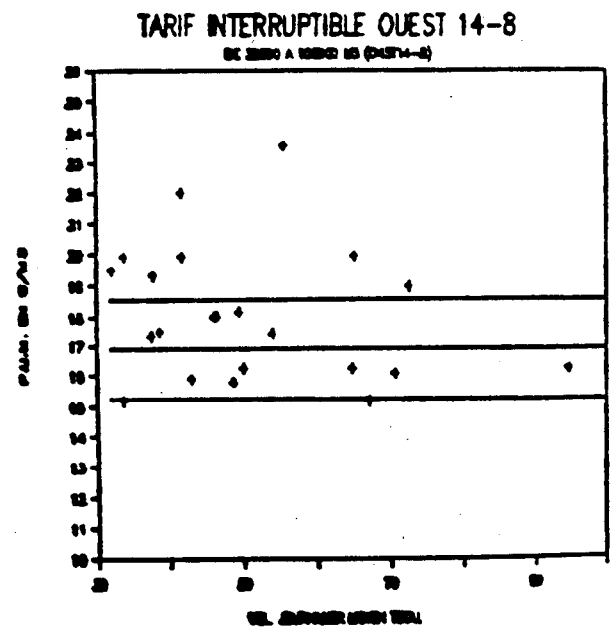
GRAPHIQUE 4.2.4.1)-4



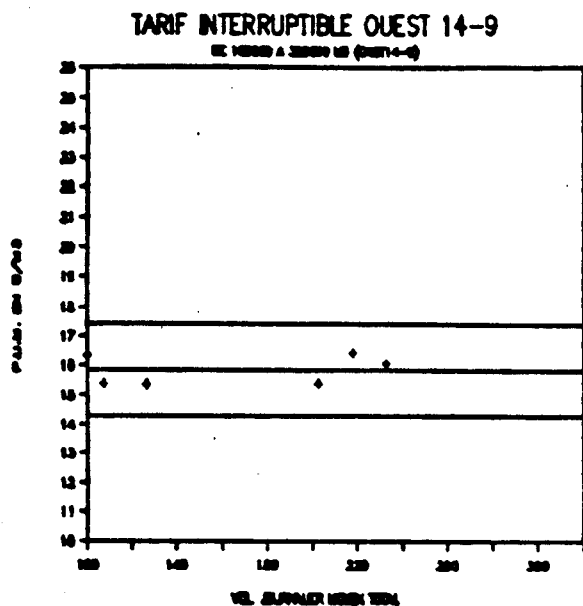
GRAPHIQUE 4.2.4.1)-5



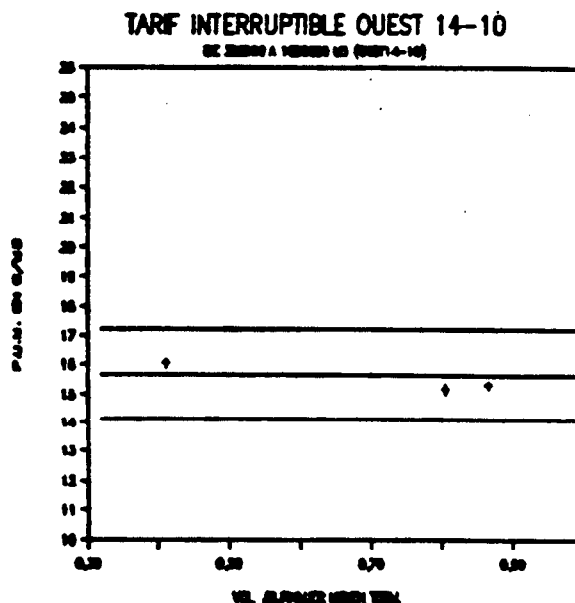
GRAPHIQUE 4.2.4.1)-6



GRAPHIQUE 4.2.4.1)-7

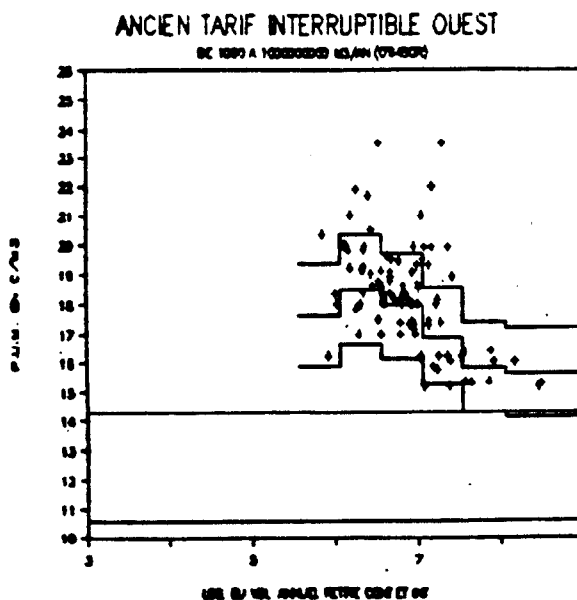


GRAPHIQUE 4.2.4.1)-8



On observe que 81 des 97 abonnés ont convenu de prix qui se situent à l'intérieur des fourchettes proposées et que la moyenne pondérée des prix convenus décroît avec l'accroissement du volume total retiré comme l'indique le tableau suivant:

GRAPHIQUE 4.2.4.1)-9



On observe surtout que cette moyenne pondérée des prix convenus librement par les abonnés de chaque sous-classe est très voisine du prix unitaire moyen généré par le tarif à débit stable correspondant pour le retrait du même volume à un coefficient d'utilisation de 100%.

Le tableau suivant indique en effet un écart de seulement 0,4% entre le prix moyen pondéré de 16,44 €/m³ généré par ces taux convenus et le prix moyen pondéré de 16,37 €/m³ qui aurait résulté du retrait des mêmes volumes sous les tarifs à débit stable à un coefficient d'utilisation de 100%.

TABLEAU 4.2.4.1)-10

148 PRIX UNITAIRES MOYENS DES SOUS CLASSES DU TARIF 14 COMPARES AUX
149 PRIX UNITAIRES MEDIANS DES TARIFS A DEBIT STABLE A UN CU. DE 100%

150 -----								
151 1) SELON ANCIENNE FOURCHETTE ET ANCIENS TAUX CONVENUS								
152 -----								
153	SOUS	VOLUMES	REVENUS	P.U.M	PUM DU	REVENUS SI	ECART DES P.U.M.	
154	CLASSE	DU	DU	ORIG.DU	CONTINU	EN CONTINU	-----	
155	DU	TARIF 14	TARIF 14	TARIF 14	A 100%	A 100%	EN	EN
156	T.14	(1000 M3)	(1000 \$)	(C/M3)	(C/M3)	(1000 \$)	(C/M3)	(% DE F)
157 -----								
158	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
159								
160	5	2973	523957	17,6250	20,4018	606505	-2,7768	-13,6
161	6	27379	5062854	18,4915	17,6948	4844730	0,7967	4,5
162	7	163014	29222411	17,9263	17,1950	28030326	0,7313	4,3
163	8	133949	22623805	16,8899	16,5730	22199318	0,3169	1,9
164	9	239906	38046015	15,8587	15,9854	38349950	-0,1267	-0,8
165	10	287346	45013579	15,6652	15,9739	45900650	-0,3087	-1,9
166	-----							
167	TOTAL	854569	140492621	16,4402	16,3745	139931479	0,0657	0,4
168	-----							

Ce tableau met en relief l'anomalie que constitue le prix moyen accordé à la sous-classe 5 du Tarif 14 (retraits de 1 000 à 3 200 m³/jour) plus faible que celui accordé à la classe 7 dont les retraits sont dix fois plus élevés (10 000 à 32 000 m³/jour).

A l'examen de ces graphiques, la Régie observe aussi que certains abonnés ont été amenés à convenir des prix considérablement plus élevés que la moyenne des prix convenus par l'ensemble des abonnés de leur catégorie.

Par exemple, la Régie observe au graphique 4.2.4.1)-6 que le prix le plus élevé de la sous-classe 8 (prix maximum de l'ancienne fourchette) est 55% plus élevé que les prix les plus faibles de ce groupe.

La Régie constate également que si l'on exclut le coût de la marchandise gaz, certains abonnés fournissent une marge brute égale à deux ou trois fois celle que fournissent d'autres abonnés qui retirent des volumes analogues ou moindres.

Au jugement de la Régie le coût de livrer un volume donné de gaz à un abonné interruptible ne saurait être trois fois plus élevé qu'à un autre. Elle estime donc qu'un tel écart excède la "zone de raisonabilité" dans laquelle les prix qu'elle autorise doivent se situer et qu'il y a lieu, pour ce motif, de remplacer l'actuelle fourchette de prix du Tarif 14 par sept fourchettes qui tiennent compte du volume retiré et qui limitent des écarts de prix à un niveau plus raisonnable.

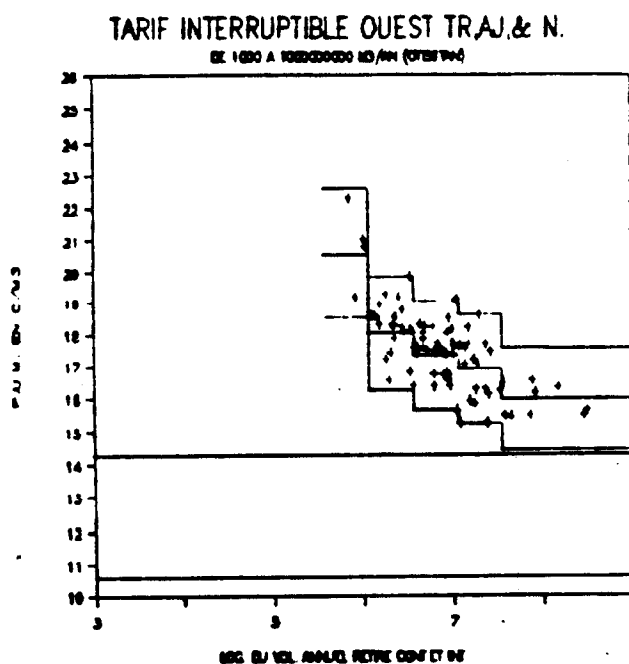
La Régie estime donc que les taux médians des fourchettes de prix des tarifs interruptibles devraient tendre à devenir égaux aux prix unitaires moyens générés par les tarifs à débit stable pour le retrait des mêmes volumes annuels à un coefficient d'utilisation de 100%. (Voir à ce sujet les sections 4.5.6, 4.5.7, 4.5.8 de l'Ordonnance G-429)

Suite à ces modifications, la somme du volume mensuel retiré par un abonné en service continu et en service interruptible servira à déterminer la fourchette de prix applicable à

ces retraits interruptibles et le prix unitaire moyen des retraits d'un abonné sera influencé par le volume de ses retraits dans le cas du tarif interruptible comme dans celui des autres tarifs. Le "prix convenu" d'un abonné pourra également être exprimé en terme de pourcentage d'escompte par rapport au maximum des fourchettes qui lui seront applicables d'un mois à l'autre selon le volume total qu'il aura retiré du réseau chaque mois.

Le graphique suivant illustre la dispersion des prix dans les nouvelles fourchettes de prix après ces modifications.

GRAPHIQUE 4.2.4.1)-11



La Régie note que cette modification du Tarif Interruptible n'éliminerait pas la nécessité de spécifier contractuellement le "volume quotidien maximal" que le distributeur s'engage à fournir à l'abonné lorsque le gaz est disponible.

La pièce GMi 36 d.2 fournit les mêmes données pour la période en cours du 1er octobre 1985 au 30 septembre 1986. Les données qui y sont portées diffèrent suite à une réduction du coût du gaz, à l'ajout de nouveaux abonnés et possiblement à des renégociations de contrat. La Régie considère ces données courantes comme confidentielles mais elle signale qu'elle y constate les mêmes anomalies.

4.2.4.2) Projections de l'année témoin

La projection des volumes et des prix des ventes interruptibles est sans doute le point le plus faible du processus réglementaire. Le tableau suivant indique que les erreurs de projection du volume et des prix des ventes interruptibles ont conduit à la perception en 1984 d'une marge brute annuelle deux fois plus élevée que celle qui avait été projetée dans la cause en tarification pertinente à cette période.

TABLEAU 4.2.4.2)-1

	Volume			Prix unitaire moyen			Coût marginal du gaz	Marge brute annuelle		
	Projeté	Réel	Écart	Projeté	Réel	Écart		Projetée	Réelle	Écart
	6 3 10 m	6 3 10 m	%	3 ¢/m	3 ¢/m	%	3 ¢/m	10 6	10 6	%
1985	498,8(2)	633,6(2)	27,0	16,27	16,20	(0,4)	12,04	21,1	26,4	25,1
1984	480,0	753,8	57,0	15,62	16,58	6,1	12,053	17,1	34,1	99,4
1983	429,7	600,9	39,8	16,04	16,26	1,4	12,20	16,5	24,4	47,9
1982	335,3	357,2	6,5	15,02	14,94	(0,5)	11,31	12,4	13,0	4,8

Notes: 1) Non ajustés pour la teneur calorifique

2) 9 mois au 30 septembre 1985

Selon les preuves présentées dans les dernières causes tarifaires, la projection du prix unitaire moyen des ventes interruptibles serait établie principalement sur des projections du prix du mazout lourd, plutôt que sur l'expérience des prix payés au distributeur dans son marché. (Voir à ce sujet les sections 3.1.2 et 4.1.2 de l'Ordonnance G-402).

La Régie constate cependant que les prix effectivement payés par les divers abonnés du service interruptible s'écartent sensiblement en plus et en moins du prix du mazout lourd. Elle estime que la subdivision de la fourchette de prix unique du Tarif 14 devrait permettre à la requérante de raffiner sa projection du prix unitaire moyen de ses ventes en tenant compte de l'historique des prix payés par ses abonnés en fonction du volume qu'ils retirent.

4.2.4.3) Service de Livraison Interruptible

La Régie constate, comme elle l'expose à la section 4.4 ci-après, que l'introduction d'un service de livraison de gaz appartenant à des tiers, en conséquence de la déréglementation des prix du gaz naturel, crée une nouvelle problématique en ce qui concerne les ventes interruptibles.

Elle estime que la recherche de l'équité entre les abonnés des divers services du distributeur, nécessite une analyse plus détaillée du coût de desservir les abonnés interruptibles et que la subdivision de l'actuelle fourchette de prix unique du Tarif Interruptible devient nécessaire pour établir une relation non-discriminatoire entre les taux du tarif de vente interruptible et ceux d'un tarif de livraison interruptible.

4.2.5) Le rôle des fourchettes de prix dans la grille tarifaire

La Régie constate qu'il est nécessaire qu'elle réitère encore une fois qu'elle juge que les tarifs qu'elle autorise doivent refléter en premier lieu le coût des services rendus à chaque client d'une entreprise qui détient le monopole de ces services dans un territoire donné.

En effet, la Régie juge que le détenteur d'un monopole de distribution de gaz naturel doit adopter le comportement d'un mandataire de ses abonnés en achetant le gaz qu'il leur fournit (Voir la section 4.4.3.1 ci-après). Le coût facturé pour la marchandise gaz devant être le même pour tous les abonnés, il s'en suit que les tarifs du distributeur devraient refléter avant tout le coût de livrer cette marchandise aux divers abonnés.

Or, la Régie observe que ce coût de livraison varie en fonction des facteurs énumérés ci-dessous dans leur ordre d'importance:

- le volume livré à un même point de mesurage
- le coefficient d'utilisation des équipements requis pour desservir l'abonné

- et dans une moindre mesure:

- le ratio des retraits en été à ceux en hiver,
- le volume souscrit par l'abonné,
- l'obligation annuelle minimale convenue,
- et le terme contractuel convenu.

La structure tarifaire adoptée par la Régie et illustrée par le graphique 4.2.7)-1 à la page 145, tient compte des économies d'échelle dues au volume livré par le rattachement de tous les tarifs, au Tarif Général 1 dont les taux décroissent en fonction du volume. La pente de ce tarif ne peut toutefois refléter rigoureusement ces économies d'échelle car les prix unitaires qu'il faudrait exiger pour les plus faibles débits seraient alors prohibitifs. On observe cependant que la marge brute fournie par un abonné industriel qui retirerait 100 000 000 m³ par année sous le Tarif Général ne serait que d'environ 45% de celle fournie par un abonné commercial qui ne retirerait que 10 000 m³ par année (réduction de 55% due aux économies d'échelle reliées au volume).

Cette grille tarifaire tient aussi compte du degré d'utilisation des équipements mis en place pour desservir les abonnés dont le coefficient d'utilisation est supérieur à 50%, par l'articulation de neuf tarifs à débit stable au tarif général 1. On observe en effet que l'abonné industriel qui retirerait 200 000 000 de m³ par année au lieu de 100 000 000 m³ avec les mêmes installations qui ont dû être mises en place pour satisfaire sa demande journalière maximale, ne fournirait environ que 60% de la marge brute unitaire qu'il devrait fournir s'il n'utilisait ces équipements qu'à 50% de leur capacité. (Réduction de 40% due au coefficient d'utilisation).

Enfin et en dernier lieu on observe que les fourchettes de prix permettent un dernier ajustement du prix unitaire de l'abonné pour refléter les facteurs, cités à la page 133 ci-devant, dont l'influence sur les coûts est de moindre importance. La Régie estime que la portée de ce dernier ajustement doit être en rapport avec l'importance des facteurs qui le justifient.

Dans les circonstances actuelles, la Régie évalue la "zone de raisonnabilité" des écarts de prix que permet ce dernier ajustement à pas plus que 6% du prix unitaire maximum avec l'exception de 18% accordée au tarif interruptible. Elle considère que des écarts de prix supérieurs à ces limites pour le retrait du même volume dans les mêmes conditions ne seraient pas justifiés et constitueraient de la discrimination indue à l'égard des abonnés dont la situation particulière les obligerait à accepter de payer le prix maximum que le détenteur du monopole pouvait exiger selon les anciennes fourchettes de prix.

La Régie estime enfin que si des escomptes plus importants que ceux que permettent ces fourchettes de prix sont requis pour que le prix du gaz naturel puisse concurrencer celui des autres formes d'énergie, alors c'est aux producteurs de gaz et aux marchands de cette marchandise qu'il revient d'offrir de tels escomptes et d'en absorber le manque à gagner plutôt qu'au distributeur car autrement le coût d'escompte excédant la "zone de raisonnabilité" précitée serait supporté en dernière analyse par les abonnés captifs du réseau.

4.2.5.1) Les fourchettes de prix des tarifs en service continu

Lors de la cause Noranda Mines Ltd (R-2860-81) qui a conduit à l'Ordonnance G-284, la Régie a observé que la fourchette de prix du second palier des tarifs à débit stable avait été utilisée par GMi pour augmenter quasi-unilatéralement les prix de tous les abonnés d'une classe tarifaire (à l'exception de Noranda qui, s'opposant à une telle augmentation, a demandé l'arbitrage de la Régie

A l'examen de cette problématique, la Régie avait alors jugé qu'une modification systématique en hausse ou en baisse des prix et taux applicables à tous les abonnés d'une classe tarifaire ne devrait être effectuée que dans le cadre du processus public et contradictoire d'une cause tarifaire; l'objet d'une telle cause étant de déterminer le revenu global que le distributeur est autorisé à recueillir par ses tarifs ainsi que la répartition de la provenance de ces revenus entre les diverses classes tarifaires desservies par celui-ci.

Dans cette cause, la Régie avait précisé que la flexibilité accordée par la fourchette de prix du second palier des tarifs à débit stable devait être utilisée pour refléter les particularités individuelles des divers membres d'une classe tarifaire.

L'examen subséquent de cette situation a conduit la Régie à demander aux distributeurs de respecter certains critères dans la négociation de ses taux convenus de telle sorte que la moyenne de ces taux convenus ne s'éloigne pas du taux médian desdites fourchettes de prix. (Voir Ordonnance G-381 page 56).

L'article 8.7 des Dispositions Générales du Règlement édicté par l'Ordonnance G-402 exprime cette orientation comme suit:

"Les taux convenus entre la Compagnie et les abonnés qui retirent du gaz sous un tarif à débit stable assorti d'une fourchette de prix, doivent être raisonnablement dispersés à l'intérieur de ladite fourchette pour refléter les particularités des abonnés individuels en ce qui a trait notamment aux facteurs suivants en ordre décroissant de leur importance:

- le volume de gaz souscrit par l'abonné,
- l'obligation annuelle minimale convenue,
- le terme contractuel convenu".

La Régie estime qu'il y a lieu d'ajouter à ces facteurs le rapport entre le volume des retraits effectués en été et ceux effectués en hiver, un rapport élevé justifiant, à son avis, un meilleur prix.

4.2.5.2) Les fourchettes de prix du Tarif Interruptible

La Régie estime que les principes évoqués ci-devant devront s'appliquer aux prix convenus à l'intérieur des nouvelles fourchettes de prix du Tarif Interruptible à être défini par l'Ordonnance définitive de la présente cause.

4.2.5.3) Disposition transitoire

La Régie propose d'utiliser la disposition transitoire suivante pour rétablir la position du taux convenu de chaque abonné par rapport au taux médian d'un nouveau tarif à celle que ce taux occupait dans la fourchette de prix de l'ancien tarif et pour assurer qu'au début d'une période tarifaire, la moyenne des taux convenus ainsi rétablis dans leurs positions respectives, correspond au taux médian des fourchettes de prix des nouveaux tarifs.

- a) L'ancien prix convenu est exprimé en terme d'escompte par rapport au prix maximum de la fourchette selon l'équation suivante:

$$AE_a = \frac{(AP_{\max} - AP_a) \times 100}{AP_{\max}}$$

ou

$$\begin{aligned} AE_a &= \text{Ancien escompte de l'abonné} \\ AP_{\max} &= \text{Ancien prix maximum de la fourchette} \\ AP_a &= \text{Ancien prix convenu de l'abonné} \end{aligned}$$

- b) L'ancien escompte ainsi déterminé est transposé dans la nouvelle fourchette de prix selon l'une ou l'autre des équations suivantes:

- b.1) Si l'ancien escompte de l'abonné est égal ou supérieur à l'ancien escompte moyen de classe tarifaire porté au tableau b.3 ci-dessous:

$$NE_a = \frac{NE_{\max}}{2} + \left[\frac{(AE_a - AE_{\text{moy}}) \times NE_{\max}}{AE_{\max} - AE_{\text{moy}} \times 2} \right]$$

$$\begin{aligned} \text{où } NE_a &= \text{Nouvel escompte de l'abonné} \\ NE_{\max} &= \text{Nouvel escompte maximum} \\ &\quad (\text{Tarif Général et Tarif à} \\ &\quad \text{débit stable} = 6\% \\ &\quad \text{Tarif Interruptible} = 18\%) \\ AE_{\text{moy}} &= \text{Moyenne pondérée des anciens} \\ &\quad \text{escomptes convenus avec les} \\ &\quad \text{abonnés de la classe} \\ &\quad \text{(colonne A du tableau b.3)} \\ AE_a &= \text{Ancien escompte de l'abonné} \end{aligned}$$

- b.2) Si l'ancien escompte de l'abonné est inférieur à l'ancien escompte moyen de sa classe tarifaire:

$$NE_a = NE_{max} + (AE_a - AE_{moy}) \times \frac{NE_{max}}{2}$$

où AE_{max} = l'ancien escompte maximum de la classe (colonne B du tableau b.3)

et où les autres termes sont tels que définis à l'article b.2 ci-dessus

b.3) Paramètres

TARIFS	O U E S T		E S T		N O R D	
	AE MOYEN	AE MAX	AE MOYEN	AE MAX	AE MOYEN	AE MAX
	A	B	A	B	A	B
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	11,09	22,19	3,26	6,52	9,92	19,83
8	10,95	21,90	3,26	6,53	9,25	18,49
9	10,65	21,31	5,23	10,46	9,28	18,56
10	6,76	13,57	5,57	11,15	9,29	18,57
11	7,17	14,34	5,92	11,84	9,29	18,58

Enfin, la Régie signale au distributeur que l'application des formules ci-devant à une classe tarifaire ne comprenant qu'un seul abonné situe nécessairement le prix convenu de cet abonné à la médiane de la fourchette de prix. En effet, la raison d'être des fourchettes de prix étant, selon la Régie, de refléter les particularités individuelles des divers membres d'une même classe tarifaire, elle estime que le taux applicable à un abonné qui serait le seul de sa classe tarifaire devrait être le taux médian de la fourchette.

4.2.6) Modification au Tarif 12

Les modifications au Tarif 12 demandées par la requérante visent essentiellement une réduction du prix unitaire moyen du gaz vendu par elle à des stations-service qui compriment ce gaz afin de le revendre au détail comme carburant pour véhicules.

Le premier tarif pour carburant demandé par la requérante a été autorisé par l'Ordonnance G-323 du 31 janvier 1983. Les prix unitaires moyens de ce tarif étaient fonction du volume retiré tout comme ceux du Tarif Général

Dans l'Ordonnance G-341 du 27 juin 1983, la Régie a "confirmé pour le moment" l'utilisation d'un tarif volumétrique pour la vente du gaz carburant en signalant toutefois ce qui suit:

"4.4.2.1) Le Tarif 8 distinct du Tarif 1

La Régie estime que dans une structure tarifaire cohérente, l'établissement de tarifs distincts du Tarif Général 1 doit être motivé de façon spécifique. Elle a traité dans ses ordonnances antérieures des motifs économiques justifiant les Tarifs 3, 4, 5, 6 et 7, des raisons sociales et historiques qui président au maintien du Tarif Domiciliaire 2 et des circonstances commerciales particulières auxquelles répondent les tarifs spéciaux et temporaires dits "de développement", DS et DI.

4.4.2.1.1) Les Taux du Tarif 8

Le niveau des taux d'un tarif spécifique pour le gaz carburant pourrait être plus élevé ou plus faible que celui du Tarif Général 1 selon que la question est abordée par rapport au coût de service ou par rapport à la concurrence.

- Par rapport à la concurrence, tel que l'a présenté la requérante dans la cause R-2863-81, la présence d'une rente économique associée à l'utilisation du gaz comme carburant militerait en faveur d'un tarif spécifique plus élevé que le Tarif Général 1 pour partager cette rente entre les usagers ultimes du gaz comprimé et les revendeurs qui les desservent.

prévoir d'une part que les variations saisonnières du volume des ventes de gaz carburant soient plus faibles que celles du gaz utilisé à des fins de chauffage et d'autre part que la période de pointe, s'il en est une, coïncide avec celle des autres carburants, c'est-à-dire qu'elle se situe plutôt en été qu'en hiver. Ces deux phénomènes militeraient en faveur d'un tarif plus faible que le Tarif Général 1 où se concentrent les usagers à faible coefficient d'utilisation qui n'ont pas accès aux Tarifs à Débit Stable 3, 4 et 5.

La Régie est d'avis que si, dans une optique de concurrence, le Tarif 8 doit être plus élevé que le Tarif 1 pour créer un interfinancement en faveur du réseau, alors le différentiel devrait être constant quel que soit le volume. Si, par contre, dans une optique du coût de service le Tarif 8 devait être plus faible que le Tarif 1, alors, le différentiel devrait être établi en fonction de facteurs mesurables tel le coefficient d'utilisation.

En autorisant le Tarif 8 par son Ordonnance G-323 la Régie a accordé plus de poids aux conditions du marché qu'au coût de service.

Après avoir considéré ces deux orientations, la Régie confirme, pour le moment, l'orientation adoptée dans l'Ordonnance G-323 car elle estime que

c'est grâce aux usagers rattachés au réseau que le gaz naturel comprimé est disponible et que la rente économique qu'il s'agit de partager existe.

L'examen des taux unitaires moyens du gaz retiré sous les Tarifs 1 et 8 proposés permet de constater que les taux de ces deux tarifs sont sensiblement les mêmes, le Tarif 8 étant légèrement inférieur au Tarif 1 entre 10 000 et 1 000 000 m³/an et légèrement supérieur à celui-ci de 1 000 000 à 13 000 000 m³/an."

Le 18 octobre de la même année, la Régie a, dans l'Ordonnance G-357, autorisé la requérante à inclure le coût du "Programme de Stimulation pour l'Adaptation de Véhicules au Gaz Naturel"(PSAV) dans sa base de tarification et à l'amortir en trois ans, tout en signalant que :

"... la demande de gaz sous le Tarif 8, générée par le PSAV devrait se maintenir pour une période suffisamment longue pour amortir les coûts du programme à même les profits des ventes créées par le programme". (G-357, p. 26)

Enfin, dans l'Ordonnance G-410 du 21 mars 1985, la Régie a porté le maximum de la subvention admissible de 450 \$ à 900 \$ par véhicule après avoir constaté, qu'en appliquant le Tarif 12 alors en vigueur, la rentabilité des ventes créées par ce programme était supérieure aux taux de la rémunération de la base de tarification.

L'expérience des quatre dernières années avec ce tarif et la réflexion qu'elle a eu l'occasion d'effectuer lors de l'enquête générique sur le coût de service (G-429) conduisent la Régie aux observations suivantes.

- Le coût de service doit être la principale assise des prix et taux qu'elle autorise.

- Le niveau de la concurrence peut créer des contraintes ponctuelles qui justifient des dérogations raisonnables par rapport à des taux basés strictement sur le coût de service.

- L'usage fait par un abonné du gaz qu'il achète ne doit pas être considéré dans la détermination du prix qu'il doit payer pour ce gaz.

- Dans la mesure que les conditions du marché le permettent, chaque classe tarifaire devrait contribuer le même rendement sur les capitaux que l'entreprise a immobilisés dans les équipements mis en place pour la desservir.

Ayant observé que les abonnés du Tarif 12 atteignent des coefficients d'utilisation largement supérieurs à 50%, la Régie estime qu'ils devraient pouvoir bénéficier des mêmes rabais dont jouissent les autres abonnés dont le coefficient d'utilisation est élevé.

Par contre la Régie est d'avis que chaque classe tarifaire devrait, dans la mesure du possible, supporter le coût des programmes commerciaux dont elle jouit.

En conséquence la Régie juge qu'il y a lieu de modifier l'actuel Tarif 12 en adoptant le texte porté à l'annexe C des présentes.

La Régie autorise la requérante à utiliser ce tarif nouveau avec un supplément de 2,00 ¢/m³ dès le premier avril 1986 étant entendu:

- que le quantum de ce supplément sera ajusté selon une preuve supplémentaire sur le budget du PSAV et sur le volume des ventes du Tarif 12 pendant la période témoin,

- et que l'ensemble des taux de la grille tarifaire seront modifiés par l'ordonnance définitive.

4.2.7) Grille tarifaire modifiée

Les modifications à la structure tarifaire autorisées par la présente Ordonnance Provisoire se limitent à:

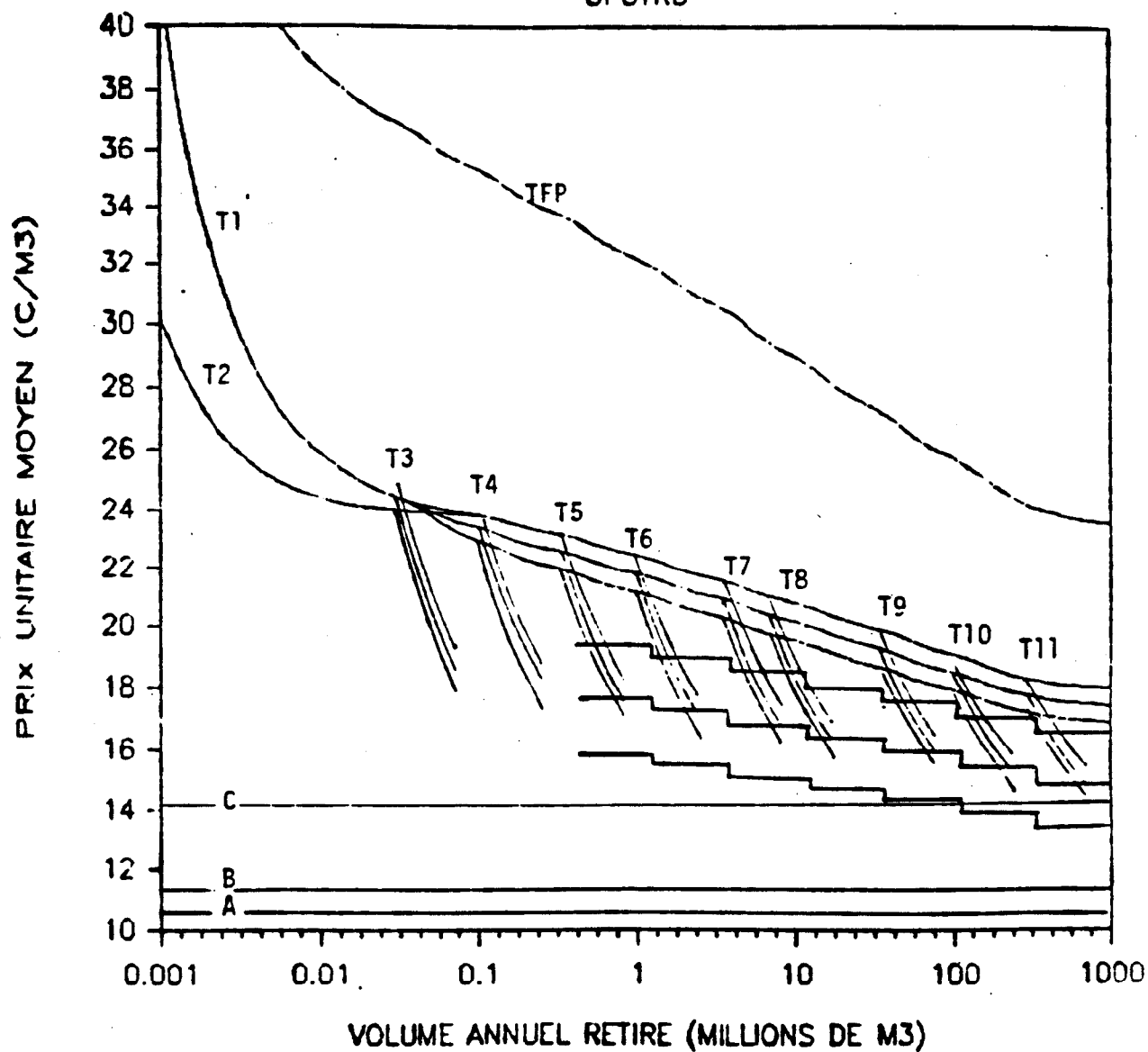
- l'autorisation d'un Tarif de Fourniture de Pointe applicable à compter du 1er avril 1986;
- l'autorisation d'une fourchette de prix de 6% du Tarif Général 1 à compter du 1er avril 1986;
- et à la modification du Tarif 12 pour le gaz utilisé comme carburant à compter du 1er avril 1986;

Les autres modifications évoquées ci-devant seront étudiées et chiffrées dans la Phase II de la présente cause pour tenir compte des revenus globaux déterminés lors de la Phase I.

L'effet de ces modifications sur l'ensemble de la grille tarifaire peut être illustré par le graphique suivant sur lequel les prix unitaires moyens de tous les tarifs sont représentés à titre indicatif pour la Zone Ouest de GMi.

GRILLE TARIFAIRE GMI. ZONE OUEST

OPGTRG



- A Coût moyen du gaz sans transport
- B Coût moyen du gaz plus frais variables de transport
- C Coût moyen du gaz plus frais variables et fixes de transport

La Régie demande à la requérante de s'inspirer de cette grille dans la préparation des tarifs qu'elle entend proposer lors de la Phase II de la présente cause.

4.3) Les modifications des programmes commerciaux

L'acceptation par la Régie que le coût d'un programme commercial soit considéré être un déboursé de l'entreprise de gaz implique l'inclusion de ce coût dans la base de tarification du distributeur et par conséquent la rémunération des capitaux immobilisés et leur remboursement par les abonnés au cours de la période d'amortissement.

La Régie estime que la preuve présentée dans une cause tarifaire devrait démontrer que tout déboursé dont l'imputabilité à l'entreprise de gaz est demandée:

- apporte une contribution au maintien, au développement et à l'amélioration des services rendus par le distributeur, suffisamment importante pour en justifier l'engagement,
- et, est prudemment engagé.

Il en est ainsi pour les dépenses dont le recouvrement s'effectue dans l'année courante, comme pour les investissements dont le recouvrement est étalé sur une période d'amortissement.

La Régie considère que certains programmes commerciaux qui rencontrent ces deux critères peuvent être reconnus imputables à l'entreprise de gaz. Elle considère que ces programmes ont un effet analogue aux projets d'extension et de développement de l'entreprise autorisés par la Régie en vertu de l'article 41.

Dans ces deux cas, il s'agit d'effectuer un déboursé aujourd'hui pour desservir un nombre restreint de nouveaux abonnés (les bénéficiaires des programmes ou du développement du réseau) et de répartir la rémunération et l'amortissement du déboursé sur l'ensemble des abonnés pendant une période future.

Au cours des dernières années la Régie a jugé raisonnable d'autoriser des projets d'extension des réseaux lorsqu'il pouvait être démontré que l'addition de nouveaux abonnés produirait, sur une période de vingt ans, un interfinancement positif en faveur de l'ensemble des abonnés.

La Régie estime qu'elle devrait se baser sur le même critère pour juger de l'admissibilité des programmes commerciaux au titre de déboursés de l'entreprise de gaz. Encore faut-il, selon elle, que la prudence de l'engagement de ces déboursés soit démontrée.

La Régie a déjà autorisé plusieurs programmes commerciaux sur la foi d'études économiques indiquant que le taux de rendement interne (TRI) de ces projets était supérieur à la rémunération accordée à la base de tarification.

A la demande de la Régie, la requérante a présenté la pièce GMi 25 d.2 qui donne les indications suivantes de la rentabilité projetée des programmes existants à ce jour.

Programme	Valeur actuelle nette (VAN) \$	Taux de rendement interne (TRI) %
PSC	14 185 173	39,15
PRIME	400 671	27,19
PVC	16 703	28,70
PBIR	36 428	25,81
PSAV	566 605	236,53

A prime abord ces données semblent justifier le maintien de ces programmes mais il ne faut pas oublier qu'il s'agit de projections économiques établies sur la base des coûts marginaux de ces programmes et que ces projections n'échappent pas au risque de non réalisation inhérent à toute projection.

La Régie est sensible à la position de l'ACIG, exprimée dans plusieurs causes par son procureur, à l'effet que les projets de développement et les programmes commerciaux augmentent les tarifs à court terme, même si à long terme ils ont l'effet de les réduire. Elle est aussi sensible au constat que le risque de non réalisation des ventes projetées sur la base desquelles sont établies les études de rentabilité est, selon le traitement réglementaire actuel de ces comptes, entièrement assumé par les abonnés.

4.3.1) Le Programme de Subvention à la Consommation (PSC)

La Régie observe que le premier "Programme de Subvention à la Consommation" (PSC), autorisé en 1981, visait principalement la conversion des appareils de chauffage résidentiels utilisant le pétrole. La Régie estime que le risque de non réalisation des projections des ventes dans ce secteur est plus faible que le risque de non réalisation des projections des ventes dans les secteurs commercial et industriel auxquels les avantages des programmes ont été étendus.

La requérante demande maintenant un "Programme de Subvention à la Consommation" (PSC) applicable non seulement à la conversion d'appareils utilisant le pétrole mais aussi à l'installation de nouveaux appareils de toute nature y compris des appareils qui utilisent le gaz naturel comme matière première.

La Régie est d'avis que d'autoriser ces modifications telles que demandées ne serait pas prudent car elle perçoit qu'elles risquent d'entraîner une augmentation importante du risque supporté par l'ensemble des abonnés relative à la non réalisation des projections des ventes utilisées pour démontrer la rentabilité du programme.

La preuve a cependant aussi démontré que la concurrence des offres de subventions substantielles de la part de Hydro-Québec est à ce point vigoureuse que le développement normal des ventes de l'entreprise dans certains secteurs pourrait être compromis si la requérante n'est pas habilitée à y réagir.

Dans ces circonstances particulières, la Régie juge qu'il y a lieu d'autoriser les modifications au PSC demandées sous réserve des conditions suivantes;

- qu'il soit démontré dans la présente cause tarifaire que la rentabilité, exprimée par le TRI, du budget de PSC de l'année témoin est supérieur d'au moins 1% au taux de la rémunération demandée sur la base de tarification.
- que la requérante assume la responsabilité du risque de la non réalisation des ventes projetées qu'elle utilise pour démontrer cette rentabilité et ce, par la procédure qui suit:
 - . avant l'application du programme:
dépôt du volume des ventes projetées sur 20 ans lors de la demande d'autorisation du budget annuel du programme
 - . pendant l'année témoin:
identification des bénéficiaires de chaque tranche annuelle du programme
 - . lors de la fermeture des livres de chacune des 20 années suivant l'année témoin:
détermination du volume effectivement vendu aux abonnés bénéficiaires de chaque tranche annuelle du programme.

. détermination du ratio de ces ventes réalisées aux ventes projetées pour l'année pertinente, telles que présentées dans l'étude de rentabilité sur la foi de laquelle la Régie a accordé l'autorisation d'une tranche du programme

. et, advenant que ce ratio soit dans une année inférieure à 1, ajustement du solde non amorti de la tranche annuelle pertinente à ce ratio; c'est-à-dire maintien dans la base de tarification dudit solde que dans la proportion de la réalisation des ventes projetées, avec la possibilité toutefois de réintégrer la portion exclue au cours d'années subséquentes si ce ratio devient supérieur à 1.

. enfin, qu'une autorisation préalable soit obtenue de la Régie pour toute subvention dépassant 500 000 \$ consentie à un même abonné. La rentabilité d'un tel projet devra être démontrée spécifiquement et le traitement comptable subséquent des sommes engagées devra être isolé du PSC de l'année pertinente.

La Régie demande à la requérante qu'elle produise une telle preuve de rentabilité de son budget PSC pour l'année témoin dans la présente cause.

Étant donné l'ampleur qu'ont pris les programmes commerciaux que la requérante allègue devoir offrir pour soutenir la concurrence de l'électricité et compte tenu de l'augmentation du risque associé à ces programmes, la Régie estime raisonnable que ce risque soit assumé par les actionnaires du distributeur plutôt que par l'ensemble de ses abonnés.

Bien que les programmes commerciaux autorisés produisent en principe des réductions tarifaires futures à l'avantage de l'ensemble des abonnés, la Régie considère que le coût de ces programmes est en dernière analyse défrayé par les abonnés sans qu'ils n'aient eu l'occasion de s'assurer de la prudence de chaque décision que prend le distributeur dans l'administration desdits programmes.

La Régie estime que les conditions évoquées ci-devant sont justifiées par la recherche de l'appariement qui, selon elle, doit exister entre la capacité de décider d'un déboursé et la responsabilité d'en subir les effets car elle estime qu'une autorisation de la Régie, accordée sur la foi de projections, ne saurait dégager de toute responsabilité celui qui prend la décision d'engager un déboursé et ce, surtout lorsque le risque impliqué est élevé.

4.3.2) Les autres programmes autorisés (Prime, PVC, PBIR et PSAV)

La Régie demande à la requérante de lui proposer dans la présente cause les modalités d'un suivi des autres programmes commerciaux déjà autorisés, conformes à l'esprit des conditions applicables au PSC évoquées ci-devant.

4.3.3) Le Programme de Consolidation de la Clientèle (PCC)

La Régie est sensible à la difficulté que la requérante peut avoir à conserver certains de ses abonnés importants soumis à la vigoureuse concurrence des offres de subventions de la part de l'Hydro-Québec. Elle reconnaît en outre que le maintien d'un abonné existant a le même effet que l'acquisition d'un nouvel abonné.

La Régie juge toutefois que la preuve des réductions tarifaires futures sur la foi desquelles elle se base pour autoriser GMi à consacrer des sommes très importantes à l'acquisition de nouveaux abonnés ne peut être en pratique

établie de façon concluante en ce qui concerne la rentabilité des déboursés engagés pour assurer la rétention d'abonnés qui pourraient opter pour une autre forme d'énergie.

Elle estime qu'en pratique, le PCC proposé risque d'inciter certains abonnés, privilégiés par l'admissibilité aux tarifs spéciaux et aux subventions de l'Hydro-Québec, à pratiquer un chantage dont les autres abonnés feraient les frais en dernière analyse.

En outre, même si des modalités d'une garantie du risque par le distributeur pouvaient être établies pour le PCC comme pour le PSC, l'acceptation par la Régie du PCC inciterait la requérante à assurer la croissance de sa base de tarification en assumant, au frais de l'ensemble de ses abonnés, le renouvellement et la modernisation des équipements de certains d'entre eux.

Pour ces motifs, la Régie doit rejeter l'inclusion du PCC dans la base de tarification de la requérante y compris les sommes déjà déboursées par celle-ci sans autorisation. La Régie lui signale qu'elle est entièrement libre de mettre en place un tel programme si, pour des motifs de stratégie corporative, elle consent à le financer par ses propres capitaux corporatifs.

4.4) La déréglementation du prix du gaz naturel

Depuis décembre 1975, les prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta ont été fixés par l'Office National de l'Energie de telle sorte qu'ils soient équivalents à un certain pourcentage, décrété par le Gouvernement Fédéral, du coût du pétrole brut livré à Toronto, lequel prix était lui-même fixé par ce tribunal administratif en fonction de la politique énergétique du Canada.

Depuis que le contrôle des prix du pétrole brut a été abandonné en mars 1985, les ajustements aux prix canadiens du gaz ont porté sur des modifications fiscales et sur le coût du transport de TCPL mais pas sur le coût de la marchandise elle-même.

Or il s'avère que la capacité de production journalière des puits de gaz en Alberta excède depuis plusieurs années la demande qui

s'exprime dans les marchés canadiens et américains en réponse aux niveaux des prix du gaz administré par l'Office National de l'Énergie. En conséquence, les producteurs de gaz, le transporteur TCPL, les distributeurs et les gouvernements fédéral et provinciaux se sont engagés dans l'élaboration d'un nouveau mécanisme de fixation des prix du gaz naturel qui serait en dernière analyse basé sur l'offre et la demande de ce produit dans les divers marchés où il est consommé, plutôt que sur un prix administré à la frontière de l'Alberta.

Ces travaux ont conduit à un accord, dit "Accord de l'Ouest", conclu le 31 octobre 1985 entre le Gouvernement fédéral et les gouvernements des trois provinces productrices, l'Alberta, la Saskatchewan et la Colombie Britannique. Cet accord stipule notamment que:

- a) le prix du gaz à la frontière de l'Alberta est gelé jusqu'au 31 octobre 1986 à son niveau actuel de 2,79804 \$/gigajoule pour le gaz naturel soumis à des contrats en cours;
- b) les prix du gaz applicables à la frontière de l'Alberta, à compter du 1er novembre 1986, seront convenus par voie de négociations entre les vendeurs et les acheteurs ou par arbitrage à défaut d'accord entre les parties;
- c) à compter du 1er novembre 1985, les consommateurs peuvent acheter du gaz directement des producteurs à condition;
 - . que le transport du gaz de l'Alberta au distributeur et que sa livraison au consommateur par ce dernier puissent être assurés, et
 - . que tel consommateur soit libéré de ses engagements contractuels si le gaz qu'il souhaite acheter directement remplace du gaz qu'il achetait de son distributeur.
- d) à compter du 1er novembre 1985, des Programmes de Commercialisation sur les Marchés Concurrentiels (PCMC) peuvent être mis en place pour satisfaire les besoins particuliers des divers marchés. ("Competitive Marketing Program" (CMP)).

La Régie est en principe favorable à ce nouveau mécanisme d'établissement des prix car elle estime que les forces du marché conduisent généralement à une meilleure allocation des ressources que la réglementation lorsque ces forces peuvent effectivement agir librement. En effet, la Régie est d'avis que la réglementation économique peut être nécessaire, soit pour assurer la réalisation d'objectifs stratégiques collectifs, c'est-à-dire d'objectifs politiques, ou pour éviter les abus du pouvoir de monopole.

Elle estime toutefois que la déréglementation des prix du gaz naturel ne peut être effectuée avantageusement pour l'intérêt public que si un réel marché, où plusieurs acheteurs transigent avec plusieurs vendeurs, est mis en place au niveau des producteurs. Elle est donc favorable à l'introduction de nouveaux acheteurs dans ce marché.

La Régie estime par contre que la déréglementation ne peut guère s'appliquer au transport et à la distribution du gaz naturel sans de sérieux inconvénients car ces activités sont des monopoles naturels, étant donné qu'il ne serait pas économique de doubler les infrastructures de transport et de distribution pour introduire une concurrence dans ces activités.

Ceci dit la Régie juge qu'il est dans l'intérêt public qu'elle adapte ses procédures et pratiques à ce nouveau contexte de façon à faciliter la tendance vers une économie de marché dans les segments de l'industrie gazière où les forces du marché peuvent effectivement agir librement.

4.4.1) Les ventes directes

Certains producteurs souhaiteraient vendre leur gaz directement aux utilisateurs à des prix inférieurs aux prix encore administrés par l'Office National de l'Énergie.

Certaines grandes entreprises industrielles souhaiteraient de leur côté, assurer leur approvisionnement en achetant du gaz directement de ces producteurs s'ils pouvaient le faire

transporter par TCPL de l'Alberta au Québec pour ensuite le faire livrer à leurs établissements par le distributeur local.

La mise en place d'un tel service de livraison par le distributeur présente toutefois certains inconvénients pour celui-ci, compte tenu:

- des problèmes qui pourraient en résulter, quant aux engagements à long terme que le distributeur a pris avec son fournisseur TCPL pour assurer l'approvisionnement de ses abonnés, lorsqu'il s'agirait de livrer à un abonné des volumes de gaz qui remplaceraient des ventes existantes,

et

- de la difficulté que le distributeur aurait à planifier et à gérer ses approvisionnements sans pouvoir projeter avec une certitude raisonnable les volumes de gaz qu'il devra obtenir chaque jour de son fournisseur TCPL au cours des années à venir pour satisfaire la demande de ses abonnés qui n'auraient pas opté pour des achats directs.

Pour sa part, la Régie estime que la réalisation de ventes directes des producteurs aux utilisateurs est dans l'intérêt public car, dans le contexte actuel, il devrait en résulter, une réduction du coût du gaz, une amélioration de la compétitivité des industries et possiblement l'implantation de nouvelles entreprises au Québec.

Elle considère toutefois que ces avantages ne devraient pas être obtenus aux dépens de l'intérêt des abonnés qui achèteraient encore leur gaz des distributeurs. Elle estime donc que les modalités de la facturation d'un service de livraison de gaz ne devraient pas produire de discrimination injustifiée entre les abonnés qui achètent leur gaz du distributeur et les clients dudit service de livraison.

En effet, la Régie est d'avis que le choix de l'expression "vend ou distribue", dans l'article 25 de sa loi, au lieu de l'expression "distribue et vend", reflète l'intention du législateur de distinguer les prix et taux exigés par le

distributeur pour le gaz qu'il "vend" de ceux qu'il exige pour le gaz qu'il "distribue".

La Régie en conclut:

- que cet article permet l'établissement de tarifs pour le gaz "livré et vendu" aux abonnés et d'autres tarifs pour la "distribution ou la livraison" aux abonnés de gaz appartenant déjà à ceux-ci.
- et qu'il implique que le monopole du distributeur ne comprend pas le droit à l'exclusivité de la propriété du gaz véhiculé dans son réseau.

La Régie observe que les prix et taux exigés par le distributeur de ses abonnés pour la prestation de ces deux services distincts ne doivent pas être:

"...plus élevés qu'il n'est nécessaire pour lui permettre de rencontrer les dépenses de l'entreprise et lui assurer un rendement raisonnable sur la juste valeur de ses investissements dans l'entreprise, ces prix ou taux ne devront en aucun cas excéder ceux autorisés ou décrétés par la régie".

Elle considère en conséquence qu'un client du service de livraison de gaz devrait en principe fournir la même contribution, par mètre cube de gaz livré, aux dépenses de l'entreprise et à la rémunération des investissements engagés pour le desservir que s'il était acheteur de gaz. Il s'en suit que les tarifs de livraison des distributeurs doivent refléter le coût de service aussi fidèlement que possible, de la même façon que les tarifs de vente.

L'objectif est donc de déterminer les taux, termes et conditions d'un service de livraison selon lesquels il serait indifférent pour le distributeur et pour ses abonnés qu'un abonné industriel à grand débit choisisse de se prévaloir d'un tel service pour faire livrer son propre gaz à ses installations plutôt que d'acheter le gaz du distributeur.

La Régie estime qu'il n'est pas inutile de mentionner que le coût de livrer un mètre cube de gaz du point A au point B varie en fonction du volume livré (économies d'échelle - des tuyaux, régulateurs de pression et compteurs) et en fonction du degré d'utilisation des équipements requis pour permettre le passage du débit maximum demandé (coefficient d'utilisation).

A ce sujet la Régie observe que les tarifs du transporteur TCPL autorisés par l'Office National de l'Énergie pour le transport et la vente de fournitures journalières ferme de gaz (Service FJF) et pour le transport seulement de gaz appartenant à des tiers (Service T), sont conformes à cette réalité; les éléments fixes et variables du coût du transport étant identiques dans ces deux cas.

La requérante Brenda Mines a soutenu, dans la cause R-3083-85, que les prix unitaires moyens générés par un éventuel tarif de livraison du distributeur ne devraient pas varier en fonction du volume livré au client. Cette requérante a soutenu que le tarif de livraison qu'elle demandait ne devrait comprendre qu'un taux unique au volume souscrit et qu'un taux unique au volume retiré tout comme les tarifs du transporteur TCPL.

La Régie estime qu'une structure tarifaire applicable à un transporteur n'est pas nécessairement applicable à un distributeur car elle observe les différences suivantes entre ces deux types d'exploitation.

- Les coefficients d'utilisation des clients d'un transporteur de gaz comme TCPL sont généralement très élevés alors que ceux des clients d'un distributeur de gaz comme GMi couvrent toute la gamme, de très faibles (30%) à très élevés (100%).
- Le volume des retraits annuels des divers clients d'un distributeur s'étend aussi sur une gamme beaucoup plus large que celle des retraits annuels des clients d'un transporteur.

- Le nombre de clients d'un transporteur étant très faible par rapport à la multitude de clients d'un distributeur, la proportion des actifs du transporteur utilisés uniquement pour desservir des clients spécifiques (branchements, régulateurs, compteurs) est nettement plus faible que celle que représente tous les branchements, régulateurs, et compteurs dédiés individuellement aux divers clients d'un distributeur par rapport à l'ensemble des actifs de celui-ci.

Il s'en suit que la proportion des coûts de l'amortissement et de la rémunération du capital investi qui peut être attribuée directement à des clients spécifiques (par opposition aux frais communs), est beaucoup plus importante dans le cas de l'exploitation d'un réseau de distribution que dans le cas de l'exploitation d'un gazoduc de transport.

Compte tenu de cette importance relative et de la très grande variabilité des volumes retirés par les clients d'un distributeur, la Régie estime qu'il est essentiel que des tarifs de livraison tiennent compte non seulement du coefficient d'utilisation des divers clients mais aussi du volume de leurs retraits, car les économies d'échelle jouant, le coût par mètre cube livré d'amortir les équipements mis en place pour desservir un client spécifique (branchement, régulateur, compteur) est plus élevé s'il s'agit de livrer 3 000 m³ par année à une résidence que s'il s'agit de livrer 1 000 000 m³ à une entreprise industrielle.

La structure tarifaire normalisée en usage au Québec pour la livraison et la vente de gaz comprend 14 tarifs qui distinguent les diverses classes tarifaires en fonction du coût de les desservir. Les prix unitaires produits par cette structure varient en fonction du type de service, continu ou interruptible, et en fonction du volume et du coefficient d'utilisation des abonnés.

La Régie signale que cette structure tarifaire a passé l'épreuve de l'usage pendant plusieurs années, qu'elle a fait l'objet d'une enquête générique à laquelle tous les

intéressés ont participé et qu'elle est périodiquement ajustée pour rapprocher le prix payé par chaque abonné du coût du service qu'il reçoit.

La Régie reconnaît que cette structure permet des interfinancements entre les classes et entre les abonnés d'une même classe. Elle observe cependant qu'un certain niveau d'interfinancement est inévitable car les taux d'une grille tarifaire qui reflèteraient rigoureusement le coût de service seraient trop élevés pour permettre la vente de gaz aux plus petits abonnés résidentiels et commerciaux qui constituent la majorité de la clientèle d'un distributeur. Elle signale que la présence de ces petits abonnés assure la disponibilité du gaz interruptible retiré par le secteur industriel et apporte une stabilité à l'exploitation d'un réseau de distribution.

La Régie poursuit l'objectif de réduire l'interfinancement autant que possible et d'en répartir la charge de façon équitable entre les classes qui la supportent. A cet égard, elle est d'avis que les clients d'un service de livraison devraient supporter le même fardeau d'interfinancement que s'ils achetaient leur gaz du distributeur car elle estime qu'en juger autrement, dans un sens comme dans l'autre, représenterait une discrimination injustifiée en faveur des uns, aux dépens des autres.

Pour ces motifs, la Régie juge que la structure tarifaire applicable au service de vente de gaz doit servir de base à la facturation des clients du service de livraison de gaz. Elle estime que cet objectif peut être atteint soit par un arrangement d'achat et revente du gaz ou par un tarif de livraison. Dans le premier cas le distributeur serait propriétaire du gaz qu'il livre et dans le second, il livrerait du gaz appartenant à un tiers.

4.4.1.1) Les arrangements d'achat et revente du gaz

Selon cette option, le distributeur achèterait, à la frontière de l'Alberta ou à l'entrée de sa franchise, le gaz qu'un client souhaiterait faire livrer à son établissement et le lui revendrait selon les termes et conditions des tarifs de vente normaux.

La Régie observe que cette procédure atteindrait le principal objectif recherché de permettre à un utilisateur important de négocier le prix de son gaz directement avec des producteurs.

Tous les avantages, (réduction des coûts ou autres) que pourrait obtenir l'abonné qui choisirait cette option au lieu d'acheter le gaz du distributeur, lui seraient réservés dans la mesure où le prix payé par le distributeur pour le gaz fourni par un tel client soit égal au coût moyen de tous les approvisionnements du distributeur pendant la même période et au même lieu, pour le même type de fournitures que celle offerte par ledit client.

Un exemple simple permet d'illustrer cette transaction dans le cas

- où la réception du gaz du client se fait à la frontière de l'Alberta,
- où le coût moyen des approvisionnements du distributeur à la frontière de l'Alberta est de 10,00 ¢/m³
- et où le client a réussi à trouver les volumes de gaz qu'il requiert à un prix de 8,00 ¢/m³ négocié dans le marché libre

Le coût de revient effectif du client pour le gaz livré à ses installations s'établirait comme suit:

- Prix unitaire moyen facturé au client par le distributeur selon le tarif de vente applicable 17,00 ¢/m³
- Prix payé par le distributeur pour le gaz fourni par le client à la frontière de l'Alberta..... 10,00 ¢/m³
- Marge brute du distributeur 7,00 ¢/m³

- Coût pour le client du gaz
fourni au distributeur 8,00 €/m³
- Coût de revient effectif
du client 15,00 €/m³
(au lieu de 17 €/m³)

Une telle transaction pourrait cependant créer un problème dans le cas de l'achat de gaz par le distributeur à l'entrée de sa franchise si le gaz ainsi acheté d'un abonné remplaçait un volume de gaz précédemment acheté du transporteur TCPL pour lequel le distributeur aurait pris l'engagement à long terme de payer des frais fixes à ce dernier.

Dans ces circonstances, la Régie estime qu'un arrangement de vente et rachat ne devrait être accessible à un abonné existant pour remplacer les volumes qu'il retire, que si cet abonné rembourse au distributeur les frais fixes que ce dernier doit payer au transporteur pour la disponibilité du débit journalier maximum du volume remplacé, ou que si cet abonné convient avec le transporteur d'endosser à la place du distributeur les obligations afférentes à ce débit journalier maximum.

La Régie observe en effet qu'à défaut de ce remboursement des frais fixes ou de cette reprise des obligations du distributeur, le fardeau de ces frais fixes et de ces obligations serait transféré aux autres abonnés qui continuent d'acheter leur gaz du distributeur sans lui en fournir. Étant donné que tous les avantages et bénéfices résultant de l'initiative d'un abonné de s'engager dans des achats directs lui seraient réservés, la Régie estime qu'il est équitable qu'un tel abonné en supporte tous les coûts.

La Régie estime donc qu'il y a lieu d'ajouter aux Dispositions Générales du Règlement Tarifaire l'article 19 (porté à l'annexe E des présentes) afin d'assurer ce remboursement tant que le distributeur ne sera pas libéré de ses obligations dans un tel cas.

La requérante GMi propose d'offrir, sous l'appellation "Option Service Livraison" une variante d'arrangement d'achat et vente par laquelle le prix qu'elle paierait pour le gaz destiné à être vendu à un client spécifique ne serait pas nécessairement égal au coût moyen de l'ensemble de ses approvisionnements. Elle propose d'offrir cette option en ajoutant aux Dispositions Générales de son Règlement Tarifaire, les articles 18.0, 18.1 et 18.2 portés à la pièce GMi 26d1 et reproduits à la section 3.2.2 des présentes.

Dans cette option, le distributeur serait propriétaire du gaz qu'il livrerait à son client et la facture mensuelle de celui-ci serait établie comme suit:

- a) Dans le cas de la réception du gaz par le distributeur à l'entrée de sa franchise

Facture mensuelle = $VP_x - [V (P_{GMi(Q)} - P_F)]$
ou

V = Volumes livrés sous l'Option Service de livraison.

P_x = Prix selon les tarifs existants.

P_{GMi(Q)} = Somme du prix unitaire moyen à la frontière de l'Alberta pour l'ensemble des approvisionnements de la Compagnie selon les données de la période témoin pertinente à la facture mensuelle de base, du taux unitaire variable du coût de transport selon les données de la période témoin pertinente à la facture mensuelle de base et du coût fixe unitaire de transport selon les mêmes données.

P_F = Prix unitaire payé pour le gaz destiné au client spécifique.

- b) Dans le cas de la réception du gaz par le distributeur à la frontière de l'Alberta

Facture mensuelle = $VP_x - [V (P_{GMI(A)} - P_F)]$
ou

V = Volumes livrés
P_x = Prix selon les tarifs existants;
P_{GMI(A)} = Prix unitaire moyen à la frontière d'Alberta pour l'ensemble des approvisionnements de la Compagnie selon les données de la période témoin pertinente à la facture mensuelle de base
P_F = Prix unitaire payé pour le gaz destiné au client spécifique

Selon cette formulation d'un accord d'achat et vente, le prix payé pour le gaz reçu par le distributeur et crédité sur la facture du client pourrait être plus élevé ou plus faible que le coût moyen de l'ensemble des approvisionnements du distributeur.

L'exemple simple utilisé ci-devant permet d'illustrer la variante proposée par GMI dans le cas:

- où la réception du gaz par le distributeur se fait à la frontière de l'Alberta,
- où le volume mensuel "V" est d'un mètre cube,
- où le prix unitaire moyen P_x généré par le tarif de vente applicable au client est de 17,00¢/m³
- où le coût moyen de l'ensemble des approvisionnements de GMI à la frontière de l'Alberta est de 10,00¢/m³,
- et où le prix payé par GMI pour le gaz destiné à son client est de 8,00¢/m³

La facture du client de "l'Option Service Livraison" serait établie comme suit:

- Prix unitaire moyen du tarif.....17,00¢/m³
- Moins le coût moyen du gaz acheté par
GMI à la frontière de l'Alberta.....10,00¢/m³
- = Marge brute du distributeur..... 7,00¢/m³
- Plus le prix payé par GMI au four-
nisseur du gaz devant être livré..... 8,00¢/m³
- = Prix facturé au client.....15,00¢/m³
(au lieu de 17 ¢/m³)

Cette variante produit le même coût effectif pour le client et la même marge brute pour le distributeur que l'arrangement d'achat-vente décrit ci-devant, mais elle s'en écarte fondamentalement car elle implique que la Régie accepte, aux fins de la réglementation, que la composante coût du gaz (transport et livraison exclus) puisse être différente d'un abonné à l'autre.

La Régie reconnaît qu'elle n'a pas juridiction sur le niveau du prix dont la corporation GMI peut librement convenir avec un producteur en Alberta, mais elle déclare qu'elle a juridiction sur le coût du gaz que "l'entreprise de gaz" réglementée peut recouvrer des abonnés qui achètent leur gaz sous les tarifs de vente qu'elle autorise.

Selon elle, le coût unitaire de la "marchandise gaz" compris dans les tarifs de vente doit être le même pour chaque abonné à chacun de ces tarifs et ce coût doit être égal au quotient de toutes les sommes déboursées par "l'entreprise de gaz" pour acquérir la propriété de tout le gaz destiné à être vendu par ladite "entreprise de gaz", divisé par le volume total de tout le gaz vendu par cette "entreprise de gaz" réglementée. (Voir à ce sujet la section 4.4.1.2) qui suit.)

Autrement dit, le coût de tout le gaz que l'entreprise réglementée acquiert pour être vendu dans le territoire de sa franchise exclusive doit être inclus dans le coût unitaire moyen compris dans les tarifs de vente de cette entreprise et le prix "PF" payé par le distributeur au client qui opte pour "l'Option Service de Livraison" proposé doit être reflété dans la tarification de tous ses abonnés par un ajustement du coût du gaz.

Les transactions de la requérante dans le marché libre du gaz en Alberta n'étant pas soumises à la juridiction de la Régie, la variante qu'elle propose lui permettrait de réserver à certains abonnés "privilégiés" des volumes de gaz qu'elle pourrait acheter à un prix inférieur au coût moyen du gaz qu'elle choisirait d'acheter pour desservir ses abonnés "ordinaires".

La Régie estime qu'elle ne peut accorder au distributeur le pouvoir de privilégier, à sa seule discrétion, certains de ses abonnés par rapport aux autres quant au prix (transport et livraison exclus) de la marchandise vendue par l'entreprise de gaz réglementée à sa clientèle. Elle considère que ce motif suffit pour écarter "l'Option Service de Livraison" proposée par la requérante.

En second lieu, et dans une perspective plus large, la Régie constate qu'autoriser "l'Option Service de Livraison" proposée comme unique véhicule des transactions directes entre les producteurs ou les courtiers en gaz et les utilisateurs, conférerait à la requérante un monopole de fait sur les achats de gaz destinés à 95% du marché au Québec. Elle observe que ce monopole s'exerçant à l'extérieur de la juridiction de la Régie, il ne serait soumis à aucun contrôle ou surveillance après la levée de toute réglementation des prix de la marchandise gaz naturel, le 1er novembre 1986.

La Régie observe que l'objectif d'une économie de marché, recherché par la dérèglementation, serait entravé par l'octroi à la requérante de la position dominante qui résulterait de l'exclusivité de fait sur la propriété du gaz distribué par son réseau, que produirait l'adoption de "l'Option Service de Livraison" comme unique véhicule des ventes directes dans sa franchise.

Il est d'intérêt historique de noter qu'en 1975, la requérante GMI a pris l'initiative de contracter une partie de ses approvisionnements avec Pan Alberta et a réussi à faire transporter ce gaz par TCPL, réduisant ainsi la position dominante qu'occupait le transporteur TCPL comme unique acheteur du gaz naturel consommé au Québec à l'époque.

Il est également pertinent à l'analyse de cette question de noter la conclusion, datée de décembre 1985 et intégralement reproduite ci-après, des opinions soumises par la requérante à l'Office National de l'Energie dans la cause RH-5-85 relative à l'accès aux services du transporteur TCPL.

"Gaz Métropolitain submits that the function of transportation for Trans-Canada PipeLines is separate from the matter of ownership of gas. Therefore, in order to operate within the new gas policy framework, it is essential that the National Energy Board assures the introduction and implementation of tariffs and tolls methodology based on the unbundling of the transportation becoming a "common carrier service". It is understood however that current contracted pipeline capacity would continue to be the ongoing responsibility of the affected distributor."

Maintenant que notre société cherche à libérer les forces du marché et à réduire la réglementation au minimum nécessaire à la protection des citoyens, la Régie estime qu'il ne serait pas dans l'intérêt public qu'elle contribue à l'établissement d'un nouveau monopole de fait analogue à celui que TCPL a exercé, quant à la propriété du gaz véhiculé par son gazoduc, jusqu'à son acceptation d'assurer la transmission du gaz de Pan Alberta à Gaz Métropolitain.

Elle ne voit toutefois pas d'obstacle, quant à sa juridiction, à un arrangement achat-vente où le prix payé par le distributeur pour le gaz destiné au bénéficiaire de l'arrangement serait nécessairement égal au prix moyen des approvisionnements du distributeur pendant le mois pertinent tel que décrit au début de cette section, à condition que de tels "arrangements" ne constituent pas des "fourches caudines" par lesquelles les ventes directes auraient inévitablement à passer.

Ceci étant dit, et tout en reconnaissant qu'elle n'a pas juridiction sur le niveau des prix que la corporation GMI pourrait convenir avec un fournisseur affilié, ("Not at arm's length"), la Régie déclare qu'elle aurait juridiction, selon elle, sur l'admissibilité dans la détermination du prix unitaire moyen compris dans les tarifs de l'entreprise de gaz réglementée de GMI, de tout excédent d'un prix convenu entre des compagnies affiliées, par rapport à la moyenne pondérée des prix convenus avec tous les autres fournisseurs à distance (at arm's length) de l'entreprise de gaz réglementée.

Enfin, la Régie observe que le prix unitaire moyen qu'il convient de refléter dans les tarifs des abonnés qui achètent leur gaz, évoluera au cours de la période d'application des tarifs, suite à la réalisation de tels arrangements d'achat et vente et suite à l'obtention de nouveaux approvisionnements par le distributeur au cours de cette période.

Il devient donc nécessaire d'élaborer une procédure simple pour permettre au distributeur de transmettre à ses abonnés sans délai les économies qu'il aura pu réaliser dans le marché libre du gaz. Cette question est traitée à la section 4.4.3 ci-après.

4.4.1.2) Les tarifs de livraison

A la section précédente 4.4.1.1 la Régie a écarté "l'Option Service de Livraison" proposée par la requérante et autorisé un arrangement d'achat-vente où l'achat serait effectué au prix moyen des approvisionnements en gaz du distributeur.

Elle observe que si ce type d'arrangement était le seul véhicule autorisé par la Régie pour les ventes directes, cela conférerait au distributeur la propriété exclusive de tout le gaz livré par son réseau.

La Régie s'interroge à savoir si l'intérêt public serait mieux servi en réservant au distributeur l'exclusivité de la propriété du gaz qu'il réclame ou bien en décrétant le tarif de livraison que réclament Noranda Inc. et Brenda Mines Ltd.

Les témoins des intervenantes Noranda et Brenda soutiennent que l'"Option Service de Livraison" proposée par la requérante ne répond pas aux attentes des utilisateurs qui souhaitent s'assurer de la propriété du gaz et n'avoir recours au transporteur que pour la transmission interprovinciale du gaz et au distributeur que pour la livraison à l'intérieur de la franchise de celui-ci.

La Régie observe que la formule d'un Tarif de Livraison offre aux utilisateurs qui la réclament, l'avantage, inhérent à un tarif, d'établir un encadrement prédéterminé de taux, termes et conditions publiés, disponibles à toute personne qualifiée qui souhaite se prévaloir d'un service que seul le distributeur peut offrir, compte tenu du monopole dont il jouit dans sa franchise.

La Régie considère que la réglementation économique doit essentiellement poursuivre l'objectif exprimé à la section 4.1.2 des présentes, de créer un encadrement qui limite raisonnablement le pouvoir de monopole d'une entreprise qui jouit d'une exclusivité dans un territoire donné.

Elle estime en conséquence que sa responsabilité se limite à réglementer les conditions dans lesquelles une entreprise propriétaire d'un réseau unique dans un territoire donné peut jouir de l'unicité de son réseau pour dicter les conditions commerciales de l'utilisation de ce réseau au service de ses clients.

Cette perception de la Régie ne lui permet pas d'associer au droit exclusif d'exploiter un réseau unique le droit exclusif d'être propriétaire de la marchandise véhiculée par ledit réseau.

Lors des audiences la Régie a demandé à plusieurs reprises à la requérante pourquoi la propriété du gaz livré par le réseau devrait être réservée au propriétaire dudit réseau comme celle-ci l'allègue. Les témoins de la requérante ont évoqué des inconvénients relatifs à la technique de la gestion journalière du réseau et aux actes de fiducie de la compagnie.

La Régie reconnaît ces inconvénients mais elle estime qu'ils peuvent être atténués sinon entièrement compensés par des dispositions réglementaires adéquates.

En fait, la Régie estime que la réponse à ses questions sur la nécessité alléguée par le distributeur d'être propriétaire du gaz qu'il distribue a été fournie par les intervenantes Noranda et Brenda qui, selon la perception

de la Régie, ont soutenu que suite à la déréglementation des prix du gaz, ils auraient en pratique le droit d'utiliser le réseau du distributeur à leurs fins d'une telle façon que le contrôle du distributeur sur ses propres opérations en serait affecté. (Voir 4.4.1.2.1)

La Régie rejette cette prétention car elle estime que le plein exercice du droit de propriété d'un distributeur sur son réseau ne peut être limité que par l'intérêt public général et que l'intérêt particulier d'un usager propriétaire de gaz naturel, ne saurait lui conférer un droit de regard ou d'intervention dans la gestion du réseau du distributeur.

Par contre la Régie ne reconnaît pas à la requérante le droit exclusif d'être propriétaire de gaz naturel véhiculé par son réseau pour le motif exprimé à la page 169.

La Régie considère qu'elle n'a donc pas de motif pour refuser la demande d'un tarif de livraison et qu'au contraire le motif exprimé à la page 166, milite fortement en faveur d'un Tarif qui établit, de façon publique, les conditions dans lesquelles il serait juste et raisonnable que toute personne intéressée puisse obtenir accès aux services d'un distributeur qui jouit d'un monopole naturel dans son territoire, à condition que cet accès ne soit pas au détriment des autres abonnés du réseau ni à celui du distributeur.

En conséquence la Régie juge qu'elle doit introduire dans le Règlement Tarifaire de la requérante la nouvelle section c) "Tarifs de Livraison" portée à l'annexe D des présentes.

La structure interne de ces tarifs de livraison correspond à celle des tarifs de vente, la somme facturée mensuellement à l'abonné étant égale à la somme qui lui serait facturée sous le tarif de vente correspondant, moins les frais évités par la prestation d'un service limité à la seule livraison et plus les frais additionnels que la prestation de ce service pourrait entraîner. Les modalités d'application de ces tarifs doivent cependant être définies et les taux en être fixés.

La Régie signale toutefois que toutes les incidences de l'introduction d'un tarif de livraison n'étant pas connues à ce jour, elle estime prudent d'exiger que les parties aux contrats de livraison conclus dans l'encadrement de la présente ordonnance, conviennent de considérer ces contrats comme étant également provisoires, c'est-à-dire qu'ils conviennent que les termes et conditions de tels contrats soient sujets à être modifiés par la Régie, s'il y a lieu, pour les rendre conformes à l'encadrement que la Régie jugera être équitable et conforme à l'intérêt public dans une éventuelle Ordonnance définitive.

Enfin la Régie estime devoir exercer son mandat de surveillance en exigeant que tout contrat de livraison soit déposé à la Régie avant son application.

4.4.1.2.1) Admissibilité limitée au consommateur ultime

Le témoin du producteur Brenda Mines Ltd a soutenu qu'advenant qu'il ait souscrit et payé une capacité de transmission dans le gazoduc de TCPL, il devrait avoir le droit d'utiliser le réseau de distribution de GMi comme il l'entend pour diriger le gaz dont il est propriétaire vers l'un ou l'autre de ses clients, afin de maximiser le coefficient d'utilisation de la capacité de transmission qu'il aurait souscrit.

Poursuivant la même logique, il a soutenu en un premier temps, qu'il lui reviendrait de facturer les

consommateurs qui achètent son gaz quitte à payer les services du transporteur et du distributeur. Suite aux questions de la Régie, il s'est ravisé en indiquant qu'il était disposé à vendre son gaz à ses clients à l'extérieur de la franchise de GMI pour respecter le droit exclusif de vente de ce dernier et laisser GMI facturer ses services de livraison directement aux clients.

Aux questions de la Régie à savoir comment il comptait procéder en pratique pour gérer cette répartition journalière de son gaz, le témoin de Brenda a répondu qu'il en chargerait le distributeur et qu'il demanderait à la Régie de faire procéder à une vérification des livres de celui-ci à la fin de l'année pour déterminer le coût exact de la capacité de transmission qui aurait été utilisée pour desservir ses clients.

Questionné par la Régie sur le risque que cette procédure soit de nature à inciter le distributeur à négliger l'optimisation de la capacité de transmission qu'il serait ainsi chargé de gérer, si cet effort profitait à Brenda plutôt qu'à lui-même, le témoin a répondu que si cela advenait, il poursuivrait le distributeur devant les tribunaux pour incompétence.

Il apparaît clair à la Régie que l'admissibilité des producteurs aux tarifs de livraison pourrait être perçue par certains d'entre eux comme le droit d'utiliser le réseau du distributeur à leurs fins;

- sans aucune obligation d'offrir quelque service que ce soit aux autres consommateurs de gaz;
- sans avoir pris le risque financier d'investir dans un réseau de distribution;

- et sans aucune responsabilité de la bonne marche des opérations journalières qu'il chargerait le distributeur d'effectuer pour leur compte et à leur profit, sous la menace de poursuites.

Devant de telles prétentions, il est facile de comprendre les appréhensions du distributeur et l'insistance qu'il met à vouloir préserver le contrôle de ses propres opérations en retenant la propriété de tout le gaz dans son réseau grâce à "l'Option Service de Livraison".

Malgré ces appréhensions, la Régie est d'avis que les avantages d'ouvrir le marché à la concurrence au niveau du prix de la marchandise gaz peuvent être obtenus par l'établissement d'un tarif de transport, à condition d'y prévoir les dispositions requises pour que le distributeur et ses autres abonnés n'en subissent aucun préjudice.

Dans cette optique la Régie est d'avis qu'il y a lieu notamment:

- d'exiger qu'un abonné au Tarif de Livraison renonce préalablement par convention écrite d'entreprendre toute poursuite du genre évoquée par Brenda et qu'il s'engage en outre à indemniser le distributeur de toute telle poursuite qu'un tiers pourrait entreprendre;

- et d'exiger que seul un consommateur ultime puisse se prévaloir d'un tarif de livraison.
(Voir section 4.4.1.2.1)

Indépendamment de ce qui précède, la Régie reconnaît au distributeur le droit exclusif de vendre du gaz naturel dans le territoire couvert par sa franchise, ce droit exclusif étant explicite dans la Loi. Elle reconnaît également au distributeur le droit exclusif de "distribuer" du gaz naturel dans cette franchise.

Elle en conclut que le distributeur peut soit, vendre du gaz qui lui appartient ou livrer du gaz qui, ne pouvant être vendu par un tiers dans sa franchise, doit nécessairement déjà appartenir à l'utilisateur auquel il est destiné. L'abonné au Tarif de Livraison doit donc nécessairement être le consommateur ultime de la marchandise.

4.4.1.2.2) Le seuil volumétrique d'admissibilité

La Régie observe que la proposition de la requérante de limiter l'accès à "l'Option Service de Livraison" aux abonnés dont le volume souscrit pour un même point de livraison serait supérieur à 100 000 m³/jour, aurait pour effet pratique d'interdire le regroupement d'abonnés de débit moyen qui pourraient avoir intérêt à constituer des coopératives d'achat de gaz.

La Régie estime que le Tarif de Livraison devrait être disponible à tous les abonnés dont le volume annuel justifie l'installation d'un compteur à enregistrement, c'est-à-dire, selon les données dont dispose la Régie, dont le volume journalier maximum est de l'ordre de 3 200 m³.

Elle considère cependant que la prudence justifie de limiter provisoirement l'accès à l'option achat-vente et aux Tarifs de Livraison aux abonnés dont le total des retraits journaliers raisonnablement prévisibles serait supérieur à 32 000 m³ par jour. (Total des volumes souscrits en continu à un tarif de vente et/ou à un tarif de livraison et du volume journalier moyen projeté des retraits de l'abonné sous un tarif de vente interruptible et/ou un tarif de livraison interruptible, ce volume journalier moyen n'étant connu qu'à posteriori, il peut être remplacé par le volume annuel minimal convenu divisé par 365).

4.4.1.2.3) La priorité de service

La Régie est d'avis que la principale difficulté d'établir des tarifs de livraison à la fois équitables

et largement accessibles, a trait à la priorité de service et à l'influence de ce facteur sur les coûts de transmission à répartir entre les abonnés du distributeur.

La Régie observe que la capacité de transmission interprovinciale présentement installée a été mise en place sur la foi de contrats d'approvisionnement à long terme conclus entre le transporteur et ses clients distributeurs, lesquels ont endossé l'obligation de défrayer les frais fixes relatifs aux augmentations progressives de la capacité du gazoduc de transmission.

Mis à part la problématique du double recouvrement des frais fixes qui sera tranché par l'Office national de l'Énergie, la Régie est d'avis que l'introduction d'un consommateur dans le "club" des usagers du gazoduc ne pose pas de problème en ce qui concerne les "fournitures journalières fermes" FJF.

En effet, le nouvel arrivant paierait la même prime fixe que le distributeur pour se réserver une capacité journalière de transmission dans le gazoduc de TCPL et le coût unitaire moyen de transporter son gaz serait fonction de l'utilisation qu'il fait de cette capacité de la même façon que l'est le coût unitaire moyen de transporter le gaz des distributeurs.

La Régie ne voit donc aucun motif pour accorder une priorité au service de vente en service continu par rapport au service de livraison en service continu.

Elle estime qu'il y a lieu de partager les volumes livrés à un abonné qui souscrit au service de vente en continu et au service de livraison en continu, au prorata des volumes souscrits à ces deux services car, imposer à cet abonné l'obligation de retirer 100% du volume qu'il aurait souscrit au service de vente en continu avant d'avoir accès au service de livraison en

continu, réduirait le volume de son gaz qu'il pourrait faire livrer par le distributeur et par conséquent l'importance des bénéfices qu'il pourrait obtenir en achetant son gaz directement d'un producteur plutôt que du distributeur.

Par ailleurs la Régie signale que selon les tarifs de livraison qu'elle décrète par les présentes:

- le distributeur sera protégé de la double facturation des frais fixes par l'article 2.1 de ces tarifs même si ce problème subsistait suite aux prochaines décisions de l'ONE.;
- et que la formule d'une tarification du service de livraison basée sur les tarifs de vente assure au distributeur rigoureusement la même marge brute qu'il aurait perçue si son abonné avait continué d'être desservi sous un tarif de vente.

La difficulté survient lorsqu'il s'agit de déterminer si le distributeur et un producteur ou un marchand de gaz devraient avoir le même accès au marché des ventes interruptibles.

Le témoin du producteur Brenda Mines Ltd, M. Balaban, réclame en effet qu'advenant qu'il souscrive une capacité de transmission dans le gazoduc de TCPL pour satisfaire la demande d'un client en service continu, il devrait avoir la même possibilité que GMI d'effectuer des ventes interruptibles à d'autres clients afin d'améliorer le coefficient d'utilisation de la capacité pour laquelle il aurait payé des frais fixes, tout comme le fait GMI.

A prime abord cette demande paraît raisonnable mais la Régie observe que Brenda Mines n'est pas assujettie aux contraintes de la réglementation comme l'est GMI et en

particulier à celle d'être obligée de desservir tous les abonnés qui en font la demande même les moins rentables.

La Régie constate que si elle donnait suite à la demande du producteur Brenda Mines, il pourrait écrémer le marché des ventes interruptibles, c'est-à-dire choisir de placer son gaz que dans les débouchés interruptibles les plus rentables, en laissant à GMi l'obligation de desservir les consommateurs interruptibles plus exposés à la concurrence de l'électricité et du pétrole et donc moins rentables.

Elle observe aussi que ce désavantage que subirait le distributeur serait amplifié du fait qu'il a l'obligation de desservir le marché résidentiel dont le faible coefficient d'utilisation (30%) augmente sa dépendance relativement aux ventes interruptibles alors que le producteur serait libre de choisir de desservir seulement des clients dont le coefficient d'utilisation est élevé.

La Régie considère donc que la concurrence entre un distributeur réglementé et un producteur non réglementé n'est pas un combat égal et que leurs forces respectives ne sont pas libres de s'exprimer dans le marché.

La Régie considère que la réglementation est un palliatif à l'absence du libre jeu des forces du marché que la société met en place pour établir un équilibre entre celles d'un vendeur en situation de monopole et celles de ses clients captifs.

Dans le cas échéant, elle observe que le maintien de ce palliatif sans correction créerait un déséquilibre entre les forces du distributeur qui y est assujéti et celles du producteur qui est libre de toute contrainte.

Elle estime donc devoir introduire une telle correction en ce qui concerne tout particulièrement le marché des ventes interruptibles.

Cette correction pourrait prendre la forme:

- du maintien du monopole de distribution dans le marché des ventes interruptibles (pas de service de livraison interruptible);
- d'une priorité du service de vente interruptible sur le service de livraison interruptible;
- ou d'une disposition tarifaire corrigeant les effets économiques de l'ouverture du marché des ventes interruptibles à des tiers non réglementés.

La Régie choisit cette troisième voie en établissant les taux des tarifs de livraison interruptible à un niveau qui comprend en toutes circonstances les coûts fixes de la transmission par le transporteur TCPL, même lorsque la réception du gaz par le distributeur, s'effectuant à l'entrée de la franchise de celui-ci, ce dernier n'aura pas déboursé ce coût.

Suite à l'enquête sur le coût de service dont les conclusions furent exprimées dans l'Ordonnance G-429, la Régie considère que le coût de livrer une unité de gaz interruptible est le même que celui de livrer une unité de gaz en continu à un coefficient d'utilisation de 100%. Elle considère donc que le coût de capacité à inclure dans les tarifs de livraison interruptible est le coût de capacité de service en continu à un coefficient d'utilisation de 100%.

La Régie reconnaît que cette solution au problème peut dans certaines circonstances impliquer l'interfinancement des autres abonnés par le consommateur qui choisirait de faire livrer son propre gaz en service interruptible plutôt que de l'acheter du distributeur sous un tarif de vente interruptible et que cela réduit considérablement l'attrait du service de livraison interruptible.

Elle considère cependant que l'alternative de limiter l'accès au marché des ventes interruptibles dans la franchise du distributeur, représenterait une sérieuse entrave à la liberté du commerce qu'il y a lieu d'éviter.

Enfin la Régie considère qu'à défaut de cette disposition, l'ensemble de la communauté des abonnés du réseau subirait un préjudice si l'intérêt d'un petit nombre de gros consommateurs de gaz interruptible devait avoir gain de cause sur le leur.

En effet, à défaut de cette compensation, la transformation des ventes interruptibles en livraisons interruptibles au profit de quelques consommateurs qui pourraient acheter leur gaz à meilleur compte que le distributeur, aurait pour effet, dans la plupart des cas, d'augmenter le coût unitaire moyen de la transmission par TCPL du gaz vendu par le distributeur à tous ses autres abonnés.

Enfin la Régie en conclut que compte tenu de cette disposition, il n'y a pas lieu d'accorder une priorité au service de vente interruptible par rapport au service de livraison interruptible.

Elle est aussi d'avis que la logique de l'actuel ordre d'interruption en commençant par les prix convenus les plus faibles peut être maintenue et appliquée aux deux services en utilisant comme critère "la marge brute la plus faible" au lieu du "prix le plus faible".

4.4.1.2.4) Les taux

La Régie est d'avis que les premiers tarifs de livraison qu'elle autorise ne doivent pas comporter de fourchettes de prix car elle estime prudent d'attendre que la pratique ait permis de trouver des solutions raisonnables aux problèmes que présente ce type de service avant d'accorder une marge de négociation des taux.

Par ailleurs, elle estime qu'une telle marge de négociation ne serait justifiée en tout état de cause que s'il y avait un nombre suffisant de clients de ce service pour permettre une dispersion justifiée des taux convenus à l'intérieur d'éventuelles fourchettes de prix.

En conséquence, les taux de la facture de base des Tarifs de Livraison sont fixés comme suit sur la base des taux médians des fourchettes de prix des tarifs de vente en vigueur présentement.

Tableau 4.4.1.2.4)-1

TARIF DE LIVRAISON EN CONTINU
(ZONE OUEST)

	A	B	C	D	E
TARIF DE LIVRAISON	VOLUME QUOTIDIEN SOUSCRIT (m ³ /jour)	TAUX DU PREMIER PALIER (c/m ³)	TAUX DU SECOND PALIER (c/m ³)	TAUX DE COMPENSATION	
				SOUS LE PREMIER PALIER (c/m ³)	SOUS LE SECOND PALIER (c/m ³)
5L	de 1 000 à 3 200	20,403	17,793	8,915	6,305
6L	de 3 200 à 10 000	18,853	13,953	7,365	2,465
7L	de 10 000 à 32 000	18,013	13,863	6,525	2,375
8L	de 32 000 à 100 000	16,883	13,661	5,395	2,173
9L	de 100 000 à 320 000	16,353	13,017	4,865	1,529
10L	de 320 000 à 1 000 000	16,153	13,190	4,665	1,702
11L	Plus de 1 000 000	16,043	12,683	4,555	1,195

Tableau 4.4.1.2.4)-2

TARIF DE LIVRAISON EN CONTINU
(ZONE EST)

	A	B	C	D	E
TARIF DE LIVRAISON	VOLUME QUOTIDIEN SOUSCRIT (m ³ /jour)	TAUX DU PREMIER PALIER (c/m ³)	TAUX DU SECOND PALIER (c/m ³)	TAUX DE COMPENSATION	
				SOUS LE PREMIER PALIER (c/m ³)	SOUS LE SECOND PALIER (c/m ³)
5L	de 1 000 à 3 200	20,33	15,65	9,042	4,162
6L	de 3 200 à 10 000	18,96	15,34	7,472	3,852
7L	de 10 000 à 32 000	18,95	14,84	7,462	3,352
8L	de 32 000 à 100 000	18,66	14,82	7,172	3,332
9L	de 100 000 à 320 000	17,98	14,50	6,492	3,012
10L	de 320 000 à 1 000 000	17,95	14,40	6,462	2,912
11L	Plus de 1 000 000	17,90	14,30	6,412	2,812

Tableau 4.4.1.2.4)-3

**TARIF DE LIVRAISON EN CONTINU
(ZONE NORD)**

	A	B	C	D	E
TARIF DE LIVRAISON	VOLUME QUOTIDIEN SOUSCRIT	TAUX DU PREMIER PALIER	TAUX DU SECOND PALIER	TAUX DE COMPENSATION	
	(m3/jour)	(c/m3)	(c/m3)	SOUS LE PREMIER PALIER (c/m3)	SOUS LE SECOND PALIER (c/m3)
SL	de 1 000 à 3 200	15,99	14,98	4,727	3,717
6L	de 3 200 à 10 000	15,45	14,73	4,187	3,467
7L	de 10 000 à 32 000	15,08	12,90	3,817	1,637
8L	de 32 000 à 100 000	14,46	12,76	3,197	1,497
9L	de 100 000 à 320 000	14,25	12,71	2,987	1,447
10L	de 320 000 à 1 000 000	14,19	12,70	2,927	1,437
11L	Plus de 1 000 000	14,14	12,67	2,877	1,407

Tableau 4.4.1.2.4)-4

TARIF DE LIVRAISON INTERRUPTIBLE

	A	B	C	D
PALIER DU TARIF DE LIVRAISON INTERRUPTIBLE	VOLUME JOURNALIER MOYEN DU MOIS RETIRE EN INTERRUPTIBLE ET CONTINU	ZONE OUEST	ZONE EST	ZONE NORD
	(m3/jour)	(c/m3)	(c/m3)	(c/m3)
14-L-5	de 1 000 à 3 200	20,395	19,372	16,793
14-L-6	de 3 200 à 10 000	17,685	18,440	16,400
14-L-7	de 10 000 à 32 000	17,225	18,182	15,290
14-L-8	de 32 000 à 100 000	16,647	18,029	14,913
14-L-9	de 100 000 à 320 000	16,350	17,531	14,785
14-L-10	de 320 000 à 1 000 000	15,897	17,466	14,750
14-L-11	Plus de 1 000 000	15,655	17,390	14,720

4.4.1.2.5) Les déficiences et excédents de fourniture

L'introduction d'un service de livraison de gaz pose la question de l'équilibre à établir entre les volumes de gaz confiés journellement au distributeur par l'abonné en Alberta ou à l'entrée de sa franchise et les volumes que l'abonné retire journellement du réseau.

A prime abord, il semblerait que cet équilibre puisse être rétabli mensuellement, en demandant à l'abonné du service de livraison de remplacer la déficience de fourniture d'un mois donné par la fourniture d'un volume additionnel le mois suivant et vice versa.

4.4.1.2.5.1) Déséquilibre à la pointe

La Régie observe cependant que le coût de la disponibilité d'une unité de gaz pendant la journée la plus froide de l'année n'est pas le même que le coût de la disponibilité d'une unité de gaz pendant le jour le plus chaud du mois suivant.

Il en résulte que l'application de la formule simple pré-citée porterait préjudice au distributeur ou plutôt aux autres abonnés qui en définitive en feraient les frais.

En effet, advenant que les retraits d'un abonné du service de livraison en continu pendant le jour le plus froid de l'année, soit supérieur au volume de gaz qu'il fournit au distributeur pendant ce jour là, il faudrait:

- soit obliger l'abonné de limiter ses retraits au volume de gaz qu'il a fourni,

- . ce qui exigerait la mise en place d'un système de communication onéreux pour percevoir le déséquilibre en temps utile et effectuer cette coupure,

. et ce qui serait contraire à la nature du service en continu si telle coupure devait être imposée à un coefficient d'utilisation de moins de 100%.

- ou encore, continuer à le desservir avec du gaz "de gestion des pointes",

. dont les autres abonnés seraient privés

. et dont la disponibilité est plus onéreuse.

En attente d'une meilleure solution que l'expérience pourrait apporter, la Régie estime qu'il y a lieu de pallier partiellement cette difficulté en modifiant comme suit la formule de compensation des déficiences de fourniture évoquée ci-devant pour les mois de décembre, janvier et février.

La Régie estime équitable que le volume net de gaz, appartenant au distributeur, utilisé pour combler les déficiences de fourniture d'un abonné au service de livraison en continu à la fin de décembre, janvier et février, soit facturé à celui-ci selon les taux du Tarif de Fourniture de Pointe plutôt qu'être compensé par des livraisons additionnelles le mois suivant. Par "volume net" la Régie entend le solde à la fin du mois de la somme des volumes de gaz fournis par le distributeur pour combler les déficiences journalières des fournitures du client, moins la somme des excédents des volumes de gaz fournis par le client par rapport à ses retraits journaliers, ces volumes de gaz étant ajustés pour leur pouvoir calorifique.

La Régie signale que cette disposition s'applique quel que soit le coefficient d'utilisation de

l'abonné pendant le mois pertinent et qu'elle ne remplace pas la pénalité prévue aux Tarifs pour les retraits interdits (articles 2.6 des Tarifs à Débit Stables et 2.5 du Tarif Interruptible.

Cette disposition implique que la compensation, par un volume de gaz, des déficiences ou excédents de fourniture de gaz à la fin du mois de novembre ainsi qu'un éventuel solde excédendaire des fournitures à la fin du mois de février, soit reportée au mois de mars.

4.4.1.2.5.2) Déséquilibres importants

M. Balaban a témoigné au nom du producteur Brenda Mines Ltd que celle-ci était en mesure de s'assurer de la disponibilité de fournitures alternatives en Alberta s'il advenait une restriction de son propre approvisionnement.

En outre il a avancé que dans cette éventualité ce serait Brenda Mines Ltd qui aurait un problème avec son client Noranda Inc et non le distributeur GMI.

La Régie estime que cela est fort bien pour Noranda et Brenda mais qu'il n'en serait pas nécessairement ainsi pour tous les abonnés d'un service de livraison.(qui doivent être des consommateurs ultimes et non des producteurs).

A l'examen, elle estime que la formule de remplacement volumétrique, amendée pour tenir compte de la période des pointes d'hiver, pourrait ne pas suffire pour éviter des difficultés opérationnelles tant pour le client du service de livraison que pour le distributeur, si le déséquilibre entre les rentrées et les sorties de gaz devenait trop important.

Elle estime en conséquence qu'il y a lieu qu'au-delà du seuil d'un certain pourcentage de déficience dans les volumes fournis par le client, celui-ci puisse avoir recours à l'achat d'un volume de gaz supplétif fourni par le distributeur selon les taux, termes et conditions du Tarif Général 1.

La Régie demande à la requérante de lui présenter une preuve relativement à ce seuil ainsi qu'au seuil au-delà duquel la déficience mensuelle de fourniture de gaz par un abonné créerait des difficultés d'approvisionnement pour l'ensemble des abonnés.

La Régie demande également à la requérante d'identifier les problèmes résultant de fournitures de gaz excédentaires persistantes et de lui proposer un palliatif approprié s'il y a lieu.

4.4.1.3) Remboursement des frais fixes de transmission

La présente ordonnance stipule le paiement au distributeur des frais fixes de transmission associés à tout volume de gaz impliqué dans un arrangement d'achat-vente ou faisant l'objet du service de livraison, même dans les cas où le client est responsable d'assurer la transmission du gaz jusqu'à l'entrée de la franchise du distributeur.

La Régie reconnaît que tel client se voit imposer le double paiement de ces frais fixes. Elle demande donc à la requérante de comptabiliser de façon distincte les frais fixes de transmission perçus de chaque tel client et de les imputer à un compte de passif en vue de l'éventuel remboursement à chacun d'eux de tout allègement qu'il pourrait recevoir du transporteur TCPL suite aux décisions de l'Office National de l'Énergie à cet égard.

La Régie considère que ces sommes sont des "avances des clients" qui ne doivent être intégrées dans les revenus de l'entreprise que lorsque la problématique de cette double perception sera résolue.

Le témoin Balaban s'est dit prêt à assumer le coût de la capacité souscrite et payée par le distributeur qui serait laissée inutilisée en conséquence de l'usage que Brenda ferait du tarif de livraison qu'elle réclame.

Il a cependant prétendu que la somme qu'il aurait à payer devrait être déterminée par une vérification comptable des opérations journalières du distributeur effectuée à la fin d'une année contractuelle de telle sorte qu'il n'ait à payer que pour la portion de cette capacité inutilisée que le

distributeur n'aurait pas pu utiliser pour desservir de nouveaux abonnés pendant cette période.

La Régie rejette cette prétention car elle observe qu'elle aurait pour effet de transférer à Brenda une partie du fruit des efforts du distributeur d'accroître ses ventes et de développer son marché.

La Régie estime qu'il y a lieu que l'éventuel remboursement à effectuer aux abonnés qui auraient défrayé cette double charge soit établi sur la base de la plus faible des capacités suivantes:

- la capacité précédemment souscrite par l'abonné à un Tarif de Vente en service continu
- la capacité souscrite par l'abonné à un des nouveaux Tarifs de Livraison du distributeur pour remplacer totalement ou partiellement sa souscription à un Tarif de Vente
- la portion congrue attribuable à un abonné de la capacité souscrite par le distributeur faisant l'objet d'un remboursement des frais fixes de la part du transporteur

4.4.2) Les escomptes offerts par les Producteurs (PCMC de TCPL)

Il convient de distinguer parmi les producteurs, ceux qui, ayant contracté la vente de leur gaz au transporteur TCPL, ont déjà un débouché pour leur gaz de ceux qui n'étant pas ainsi favorisés cherchent à obtenir un accès au marché de la requérante par la voie de ventes directes en offrant des rabais substantiels aux consommateurs ultimes.

Les premiers se sont regroupés et entendus avec la filiale de commercialisation de TCPL, Western Gas Marketing (WGM), pour offrir eux aussi des rabais aux consommateurs ultimes par la voie d'un Programme de Commercialisation sur les Marchés Concurrentiels (PCMC de TCPL) destiné à rencontrer la concurrence des seconds et celle des autres formes d'énergie.

A la connaissance de la Régie, l'administration de ce programme prévoit la détermination cas par cas du manque à gagner que le groupe de producteurs est disposé à absorber pour retenir un client important.

La Régie observe que la discrimination apparente en faveur de certains abonnés qui résulte de ce programme ne porte aucun préjudice aux autres abonnés qui n'en bénéficient pas car ce sont les producteurs qui absorbent le manque à gagner et non ces autres abonnés. Ces rabais spéciaux étant transigés directement entre ledit groupe de producteurs et le consommateur intéressé, la Régie est d'avis qu'elle n'a pas à en tenir compte dans la réglementation des taux, termes et conditions commerciales du distributeur.

Elle estime en outre que, sous réserve des deux conditions énoncées ci-après, rien ne s'oppose à ce que la transmission de ces rabais soit gérée par le distributeur de la même façon qu'elle permet depuis 1984, la transmission des rabais incitatifs au développement des marchés du gaz naturel "Market Development Incentive Program" (MDIP).

Conditions:

- a) Que la discrétion de déterminer le montant d'escompte accordé à tel ou tel abonné ne soit pas laissée à l'entreprise de gaz réglementée qui, selon la Régie, doit adopter le comportement d'un mandataire de ses abonnés en ce qui concerne le prix de la marchandise gaz, transport et livraison exclus.
- b) Que si la transmission du rabais se fait par la voie de la facturation du consommateur bénéficiaire, celle-ci indique séparément le montant normal que l'abonné aurait eu à payer selon les tarifs en vigueur et celui du rabais consenti par les producteurs.

4.4.3) Les ajustements du coût du gaz

Au cours de la dernière décennie, la requérante a réclamé que les augmentations du coût du gaz qu'elle subissait devaient être transmises aux abonnés intégralement et à la date même de leur application afin de lui éviter le préjudice d'un manque à gagner irrécupérable. La Régie a reconnu le bien fondé de cette réclamation en émettant l'Ordonnance G-190 du 20 juin 1978 pour le motif suivant:

"CONSIDÉRANT QU'il est important de mettre à la disposition desdits distributeurs un mécanisme simple et rapide afin de refléter dans leurs tarifs aux consommateurs les augmentations ou diminutions dans leur coût du gaz, dès qu'ils les subissent, sans préjudice ou discrimination indue à l'égard des consommateurs."

Par l'Ordonnance G-307 du 4 octobre 1982, la Régie a abrogé l'article 7 de l'Ordonnance G-190 pour le remplacer par un nouvel article 7. Ces deux articles se lisent comme suit:

Article 7 abrogé. (G-190 du 20 juin 1978)

"En principe, la majoration ou la diminution du coût du gaz devra être répartie d'une façon égale par unité de gaz consommé, entre les consommateurs."

Advenant que la requérante juge nécessaire, pour des raisons d'équité ou d'efficacité économique, de distribuer inégalement la majoration subie par unité de gaz consommé, la requérante pourra, au moyen de la pièce 5 ci-jointe, proposer une distribution différente, pourvu toutefois que chaque consommateur paye au moins, par unité de gaz, l'augmentation du prix imputé à la frontière de la province d'origine, et qu'aucun consommateur ne subisse une augmentation de plus de 20% de l'augmentation unitaire moyenne. La requérante devra exposer dans sa requête les motifs d'une telle répartition inégale.

Nouvel article 7 (G-307 du 4 octobre 1982)

"La majoration ou la diminution du coût du gaz devra être répartie d'une façon égale par unité de gaz retiré, entre les consommateurs."

Maintenant que s'annonce une période de baisses du coût du gaz, la requérante reconnaît qu'elle doit transmettre à ses abonnés

abonnés les réductions de ses dépenses à ce titre mais elle demande d'être autorisée à répartir ces réductions de façon inégale entre ses abonnés et ce, à son entière discrétion.

4.4.3.1) Le "Mini PCMC" proposé par la requérante

La Régie observe que le mécanisme complexe, proposé par la requérante et décrit à la section 3.7.1) des présentes, lui permettrait de créditer à certains abonnés le double de la réduction du coût du gaz qu'elle aurait obtenue, ce qui implique qu'elle serait autorisée à priver d'autres abonnés de la réduction à laquelle ils auraient droit selon les dispositions des Ordonnances G-190 et G-307.

M. Bjerklund, témoignant au nom de l'ACIG a qualifié ce mécanisme de "Mini PCMC".

La Régie constate que l'effet de ce "Mini PCMC" serait que la composante coût de la marchandise gaz comprise dans la facture de certains abonnés serait plus élevée que le coût payé par la requérante pour cette marchandise, et que d'autres abonnés paieraient cette même marchandise moins cher qu'elle n'aurait coûté au vendeur. La proposition de la requérante lui permettrait également de reporter le remboursement d'une partie de ces escomptes à la prochaine cause tarifaire.

Le témoin BJERKLUND se déclare favorable au "PCMC" décrit à la section précédente mais il s'objecte au "Mini PCMC" proposé car il appréhende le potentiel d'abus du pouvoir discrétionnaire que cette proposition accorderait au distributeur.

L'étendue du pouvoir discrétionnaire encore réclamé ici par la requérante porte la Régie à s'interroger à savoir si l'actuelle tendance vers la déréglementation annule ou réduit le moindrement la raison d'être de la réglementation économique d'une entreprise d'utilité publique qui jouit d'un monopole dans un territoire donné.

Poursuivant cette réflexion, la Régie s'interroge à savoir si le rôle d'un distributeur en achetant et revendant du gaz est celui d'un mandataire ou celui d'un commerçant pour son propre compte.

Si en achetant du gaz, le distributeur est implicitement le mandataire des abonnés pour lesquels il achète une marchandise, alors il doit, selon la Régie, fournir cette marchandise à chacun de ses mandants selon les mêmes termes et conditions.

La proposition de la requérante de vendre la marchandise gaz (transport et distribution exclus) à des prix différents d'un abonné à l'autre implique qu'elle perçoit son rôle d'acheteur comme celui d'un commerçant pour son compte. Il advient cependant que la requérante exploite une entreprise de vente de gaz et qu'à ce titre, elle est spécifiquement soumise à la juridiction de la Régie selon l'article 1b qui définit "entreprise de gaz" comme suit:

"1b) "entreprise de gaz" ou "entreprise" lorsque ce mot désigne une entreprise de gaz: une entreprise de vente, d'emménagement, de transport ou de distribution de gaz dans le Québec".

L'opération d'acheter une marchandise destinée à être vendue faisant partie intégrante de l'exploitation d'une entreprise de vente, la Régie est d'avis que cette opération est sous sa juridiction même si elle est effectuée à l'extérieur de la franchise du distributeur.

La Régie n'a donc aucune hésitation quant au fond et quant à sa juridiction à ordonner à la requérante

a) d'assurer que son entreprise de gaz adopte le comportement d'un mandataire de ses abonnés selon les articles 1701 et suivants du Code civil quand elle achète le gaz qu'elle va leur revendre.
Ceci implique:

. que la requérante ait le devoir de défendre les intérêts de ses abonnés en faisant tous les efforts qui s'imposent pour acheter le gaz qui leur est destiné dans les meilleures conditions dont notamment celle du prix;

. qu'elle exerce son rôle de mandataire de ses abonnés de la même façon pour chacun d'eux en n'en privilégiant aucun aux dépens des autres.

b) d'élaborer et de proposer à la Régie dans la présente cause une procédure simple et transparente d'ajustement mensuel du coût du gaz par laquelle:

. le coût moyen de tous les approvisionnements en gaz de l'entreprise réglementée soit déterminé mensuellement et rendu public sans retard,

. et l'écart entre ce coût moyen réel et le coût moyen projeté compris dans les tarifs en vigueur soit transmis intégralement à ses abonnés sans délai.

4.4.3.2) L'intérêt d'un "CPMC" de GMi

Nonobstant la position exprimée ci-dessus, la Régie reconnaît tout l'intérêt que pourrait représenter pour les consommateurs la mise en place d'un "CMPC" structuré de telle sorte que le monopole du distributeur de GMi, ne lui conférerait pas un avantage qui serait une entrave au libre jeu des forces du marché. La section 4.4.4 qui suit en traite.

4.4.4) L'ouverture du marché à la concurrence

La Régie est d'avis que le Tarif de Livraison décrit par les présentes est nécessaire pour permettre une réelle ouverture du marché à la concurrence entre les divers producteurs, courtiers et marchands de gaz qui souhaitent écouler ce produit.

Elle estime utile de signaler que l'obligation imposée à l'entreprise de gaz d'agir comme le mandataire de ses abonnés n'interdit pas la corporation GMI d'intervenir pour son compte dans le nouveau marché libre du gaz naturel.

Elle constate en effet que nonobstant la section 4.4.1.1) des présentes une filiale ou une division non réglementée de la corporation GMI pourrait entreprendre d'effectuer les deux séries de transactions suivantes sans que la Régie n'ait à intervenir.

a) Dans le contexte d'un arrangement achat-vente selon la section 4.4.1.1)

- . une filiale de GMI pourrait acheter du gaz à un prix avantageux et le vendre à l'extérieur de la franchise de l'entreprise de gaz réglementée de GMI à un prix déterminé par les forces du marché, à un consommateur dont les installations sont situées dans cette franchise.

- . le consommateur pourrait alors vendre ce gaz à l'entreprise réglementée de GMI à un point de vente situé à l'extérieur de la franchise de celle-ci au prix moyen de tous les approvisionnements de ladite entreprise réglementée audit point de vente.

- . l'entreprise réglementée de GMI pourrait à son tour revendre ce gaz au consommateur selon les tarifs, termes et conditions autorisés par la Régie.

b) Dans le cadre du Tarif de Livraison selon la section 4.4.1.2) des présentes

: Une filiale de GMi pourrait acheter du gaz à un prix avantageux, le vendre à l'extérieur de la franchise de l'entreprise réglementée de GMi à un prix déterminé par les forces du marché à un consommateur dont les installations sont situées dans cette franchise.

. Le consommateur, propriétaire de ce gaz, pourrait alors le faire transporter par TCPL depuis la frontière de l'Alberta à la franchise de GMi et le faire livrer à ses installations par GMi ou encore il pourrait le confier à GMi à la frontière de l'Alberta pour le faire acheminer jusqu'à ses installations.

Ayant examiné l'étendue et les limites des pouvoirs que lui confère la Loi, la Régie est d'avis qu'elle ne saurait s'opposer à ces transactions pourvu que celles qui sont soumises à sa juridiction soient effectuées en conformité avec la Loi et ses Ordonnances.

La Régie estime en effet que l'obligation faite à l'entreprise de gaz réglementée d'agir comme le mandataire de tous les abonnés qui achètent du gaz de cette entreprise réglementée ne peut s'appliquer qu'à cette entreprise réglementée et non à une filiale de la corporation GMi.

Elle est en outre d'avis qu'une telle filiale pourrait adopter le rôle d'un "commerçant pour son propre compte" et faire concurrence aux producteurs, courtiers et marchands de gaz qui souhaiteraient solliciter le marché des consommateurs situés dans la franchise de GMi sans préjudice aux autres consommateurs

dans cette franchise, à condition que ces producteurs, courtiers et marchands de gaz aient tous le même accès au marché de ces consommateurs que ladite filiale de la corporation GMi.

La Régie est d'avis que seul un tarif de livraison publié qui précise des taux, termes et conditions, disponibles à tout consommateur intéressé, peut garantir cette égalité d'accès au marché dans l'intérêt des consommateurs et des producteurs.

La Régie comprend que la requérante eut possiblement préféré conserver l'intégralité de son monopole et que le nouveau régime, permettant la concurrence au niveau de l'achat et la vente du gaz nécessite des ajustements de la part de l'entreprise de gaz comme de la part de la Régie.

Elle est d'avis toutefois que cette concurrence ouverte, qu'elle estime être dans l'intérêt des consommateurs, ne saurait être nocive à la corporation GMi, compte tenu;

- de ces ajustements apportés à la réglementation de l'entreprise de gaz
- et de l'avantage considérable que représenterait la connaissance intime que la corporation GMi a des consommateurs situés dans sa franchise, advenant que celle-ci souhaite poursuivre les opportunités commerciales qui s'offrent à elle dans le nouveau marché libre du gaz.

4.4.5) La "Communauté" des usagers d'un réseau

La Régie observe que les droits exclusifs du distributeur dans son territoire sont assortis de l'obligation de celui-ci de desservir tout abonné qui en fait la demande, y compris ceux dont la rentabilité est faible.

En effet, le législateur confère à la Régie, par l'article 34 reproduit ci-après, le pouvoir de contraindre le distributeur de desservir tout consommateur potentiel qui en fait la demande

pourvu qu'elle juge que la rentabilité et l'efficacité de l'entreprise ne soit pas compromises par l'exercice de ce pouvoir.

"Art. 34. A la demande de tout intéressé, la régie peut, après enquête publique annoncée et tenue suivant le premier alinéa de l'article 33 et après avoir fourni au détenteur du droit exclusif l'occasion de se faire entendre, contraindre, aux conditions qu'elle fixe, ce détenteur à étendre son entreprise à toute partie du territoire pour lequel le droit exclusif lui a été accordé.

Elle peut également, à la demande de tout intéressé, contraindre le détenteur du droit exclusif à étendre son entreprise en dehors du territoire pour lequel ce droit lui a été accordé; l'ordonnance ne peut être rendue qu'après l'accomplissement des procédures visées à l'alinéa précédent et que si le gouvernement, sur recommandation de la régie, a étendu le territoire pour lequel le droit exclusif avait été accordé.

Dans les deux cas, la régie doit s'assurer que la rentabilité de l'entreprise ne sera pas compromise par suite de sa décision."

La Régie observe qu'à défaut de cette obligation, l'entrepreneur aurait une propension naturelle "à écrémer" le marché en ne desservant que les segments du marché qui offrent la meilleure rentabilité au moindre risque, privant ainsi de services les consommateurs potentiels dont la rentabilité serait perçue aléatoire ou marginale.

La Régie considère que cet article crée des liens de communauté entre l'ensemble des abonnés d'un distributeur car il implique nécessairement l'interfinancement d'abonnés peu rentables par d'autres abonnés dont la rentabilité est plus élevée.

Elle estime que c'est dans ce contexte qu'il convient d'examiner l'exigence qu'un consommateur pourrait avoir de ne payer que strictement le coût du service qu'il reçoit individuellement sans fournir aucun interfinancement à la communauté d'usagers dont il fait partie qu'il le veuille ou non.

Cette problématique n'est pas nouvelle mais elle fait surface sous deux aspects inusités suite à la déréglementation.

4.4.5.1) L'interfinancement entre les abonnés des tarifs de vente et ceux des tarifs de livraison

La troisième conclusion de la requête de Noranda Inc et Brenda Mines Ltd se lit comme suit:

"Etablir ledit tarif de livraison suivant les coûts fixes (y compris un rendement raisonnable) et les frais d'exploitation directement et uniquement reliés à ce transport de gaz naturel dans le réseau nord-ouest de Gaz Métropolitain."

4.4.5.1.1) Dans son aspect global; par classe

Cette troisième conclusion et la demande d'un tarif provisoire "jusqu'à ce que cette Régie adopte un tarif de livraison permanent" implique que les requérantes ne sont disposées à payer les services qu'elles requièrent, sous un Tarif de Livraison établi sur la base des tarifs de vente, que provisoirement pour leur permettre de profiter des opportunités créées par le nouveau régime de prix. Selon elles, un Tarif de Livraison ne devrait permettre que le recouvrement des frais directement attribuables à la fonction de "livraison" du distributeur à l'exclusion des frais qui pourraient être associés à la fonction "mise en marché"

La Régie considère que l'introduction d'un Tarif de Livraison crée une nouvelle famille de classes tarifaires. Elle est d'avis que la seule distinction qu'il y a lieu d'établir entre cette nouvelle famille et celle des classes tarifaires des abonnés qui achètent leur gaz, a trait au coût de cette marchandise.

En un premier temps la Régie fonde cette orientation sur le fait que les revenus d'une entreprise de gaz réglementée sont déterminés sur la base d'un rendement raisonnable sur les actifs immobilisés pour fournir les services dont jouissent les abonnés et non pas en fonction d'une marge bénéficiaire raisonnable sur la vente du gaz qu'elle distribue. C'est dire que le distributeur ne reçoit aucun "profit" sur la vente de la marchandise gaz, "profit" auquel il n'aurait pas droit lorsque son rôle se limite à livrer le gaz appartenant à un tiers.

C'est dans cette optique que la Régie perçoit le distributeur comme un mandataire de ses abonnés et il faut le dire, un mandataire non rémunéré qui ne peut facturer à ses abonnés que le strict recouvrement des dépenses encourues dans ce rôle.

Vient alors la question des dépenses qu'encourt le distributeur pour effectuer les opérations d'acheter et de vendre le gaz, dépenses qu'il n'a pas à encourir s'il ne fait que livrer le gaz d'un tiers.

Au niveau des achats, il s'agit, au jugement de la Régie, de dépenses de personnel qui ne sont pas susceptibles de réduction suite à la réduction du volume des achats déplacés par le service de livraison, et où les économies d'échelle sont considérables. Exprimés en €/m³ ces coûts deviennent imperceptibles et ne pourraient pas en pratique être défalqués des taux du Tarif de Livraison.

Par ailleurs, la Régie est d'avis que ces coûts ne sont pas évités par le Tarif de Livraison car le distributeur aura encore à encourir essentiellement les mêmes frais pour vendre ses services de livraison, soit les mêmes coûts de la représentation et de la publicité adressée à la clientèle potentielle et les mêmes coûts de mesurage de gaz, de facturation, de service et de suivi après vente.

Parmi les coûts d'acheter et vendre du gaz, il reste ceux d'assurer l'appariement journalier des approvisionnements en gaz aux retraits variables d'heure en heure de 180 000 abonnés en service continu et en service interruptible.

A l'examen, la Régie est d'avis que l'introduction d'un Tarif de Livraison est susceptible d'augmenter les coûts de cette gestion des approvisionnements plutôt que de les diminuer et qu'à ce titre, la dissociation des clients du Tarif de Livraison de l'ensemble des abonnés, risquerait de justifier un coût de livraison plus élevé que celui attribuable aux abonnés du service de vente, (coûts du gaz exclus).

La Régie est donc d'avis, à prime abord, qu'il n'y a pas lieu de distinguer le coût de la livraison du gaz aux abonnés des tarifs de livraison de celui des abonnés des tarifs de vente.

Le producteur Brenda ayant implicitement abordé cette question et le distributeur l'ayant explicitement évoquée par l'article 18.11 de sa proposition, la Régie maintient cet article tel qu'amendé pour permettre un débat devant elle à ce sujet.

La Régie estime toutefois être en mesure d'indiquer dès maintenant dans la présente Ordonnance provisoire qu'à moins d'une preuve éloquente à l'effet du contraire, elle est d'avis qu'il y aura lieu d'adopter comme formule tarifaire permanente après les ajustements mineurs que la pratique indiquera;

- l'actuelle formule provisoire d'une famille de tarifs de livraison qui correspond à une famille de tarifs de vente moins les coûts associés à la fourniture de la marchandise,

- ou bien, la formule d'une famille de tarifs de vente qui correspond à une famille de tarifs de livraison plus les coûts associés à la fourniture de ladite marchandise gaz.

La Régie motive cette orientation par sa perception que l'élaboration d'un Tarif de Livraison structuré indépendamment du tarif de vente risque fort de conduire à un interfinancement dans un sens ou dans l'autre, interfinancement qu'il y a lieu d'éviter, selon elle, par l'étroit rattachement des deux familles de tarifs.

4.4.5.1.2) Dans son aspect individuel

Dans la cause R-3083-85 les requérantes Noranda Inc et Brenda Mines demandent un tarif de transport fait sur mesure pour établir le prix de la livraison du gaz au client individuel Noranda.

Vu l'intérêt pour elles d'obtenir une décision rapide suite à la récente modification du régime de prix, la Régie a accepté d'entendre cette cause à l'extérieur d'une cause tarifaire car la requête n'impliquait pas de modification aux revenus autorisés du distributeur.

Le déroulement des causes R-3081-85 et R-3083-85, ayant impliqué l'imbrication de l'une dans l'autre, relativement au choix d'un tarif de livraison ou de "l'Option Service de Livraison" proposée par GMi, la Régie a choisi de traiter du problème générique dans la présente cause et de considérer la requête Noranda-Brenda comme un cas particulier dans ce contexte.

Les taux du Tarif de Livraison décrété par la Régie pour la Zone Nord de la requérante ont été fixés en fonction des taux médians des tarifs de vente afin d'établir le principe de cette équivalence.

Or, ces taux de base produisent des prix unitaires plus élevés que les taux convenus entre le distributeur et Noranda selon les anciens tarifs de vente. Jugeant qu'il n'y a pas lieu de modifier l'enveloppe des revenus d'un distributeur sans passer par l'examen d'une cause tarifaire, la Régie a fixé des taux de base de Tarif de Livraison particulier à Noranda de telle sorte qu'ils produisent la même marge brute qu'auraient produit les taux précédemment convenus au service de vente.

La Régie tient cependant à préciser que ce cas d'exception ne doit pas être considéré comme le précédent de tarifs individuels.

La Régie signale que tout abonné qui estime que le prix exigé par le distributeur est excessif peut recourir à l'arbitrage de la Régie en vertu de l'article 28 de sa Loi.

"28. La Régie peut, sur requête d'un distributeur, fixer ou approuver des prix ou des taux pour la vente et la distribution du gaz.

Elle peut aussi, de son propre chef ou à la demande de toute partie intéressée, après enquête et après avoir donné au distributeur l'opportunité de se faire entendre, fixer ou modifier de tels prix ou taux".

La Régie considère que l'objectif visé par cet article est de conférer à toute personne intéressée, voire un consommateur, le droit le plus strict de contester la justesse des tarifs qui lui sont appliqués.

Sans aucun préjudice au droit précité, la Régie considère que l'application d'un tarif de classe à un groupe d'abonnés qui ont en commun des caractéristiques de consommation sensiblement analogues et dont le coût de service est par conséquent comparable, peut éviter que l'écart entre le prix payé par chacun de ces abonnés et le coût exact du service qu'il reçoit, se situe à un niveau qui constituerait une discrimination injustifiée, à condition que ces tarifs soient basés principalement sur le coût de service plutôt que sur le niveau des prix de la concurrence.

La Régie juge que la structure tarifaire normalisée en usage au Québec satisfait cette condition présentement. En conséquence, elle estime qu'il n'y a pas lieu d'établir des tarifs individuels à moins de circonstances exceptionnelles.

4.4.5.2) L'interfinancement entre les grands et petits consommateurs

Ce cheminement conduit à ce que la Régie considère être le coeur du problème, soit l'interfinancement des petits usagers par les grands usagers du réseau.

La Régie observe qu'un certain interfinancement est inévitable compte tenu de la nature du produit qui impose le monopole du transport et de la distribution.

Elle signale au producteur que sans ce monopole, le coût de livrer leur produit aux consommateurs serait nécessairement plus élevé à défaut des importantes économies d'échelle que permet le monopole dans ce cas particulier.

La Régie suggère aux consommateurs industriels à grand débit que leur reconnaissance de la communauté des intérêts de tous les consommateurs est justifiée par l'avantage de la stabilité des prix qui résulte d'un monopole administré par rapport à la volatilité des prix à laquelle ils seraient exposés si la transmission et la distribution du gaz naturel n'étaient pas réglementées.

La Régie en conclut que l'interfinancement des petits consommateurs par les grands consommateurs, aussi odieux que cela peut paraître à ces derniers et aux producteurs qui souhaiteraient l'éviter, est le prix à payer pour les avantages que les uns et les autres retirent du monopole administré.

Ceci nous conduit à traiter de l'alimentation directe d'une industrie à grand débit à partir du gazoduc de transmission.

Il est évident que dans certains cas particuliers, la situation géographique d'une entreprise à proximité d'un gazoduc de transmission lui permettrait de s'y alimenter directement à moindre coût en construisant son propre branchement, plutôt que d'avoir recours aux services du distributeur.

Les articles 32 à 34 de la Loi, stipulent que le droit de distribution du gaz est accordé par le gouvernement du Québec sous recommandation de la Régie et que celle-ci doit recommander la personne qui offre le meilleur service.

La Régie estime utile d'indiquer, dans l'actuel contexte de la déréglementation, qu'elle tiendrait compte de la communauté des intérêts de tous les consommateurs, advenant que cette problématique lui soit présentée.

4.5) Conclusion

Les six conclusions de la requête ainsi que la demande d'être autorisée à transmettre les réductions du coût du gaz inégalement à ses abonnés reflètent une politique de mise en marché aux prix maximum que chaque client peut payer.

Le fait même que ces demandes aient été formulées indique à la Régie qu'il n'est pas inutile d'exposer de nouveau sa position quant au rapport étroit qui doit exister entre les tarifs et le coût des services rendus par le distributeur.

Après avoir étudié les incidences de ces demandes et déterminé la mesure dans laquelle elles peuvent être accordées, la Régie conclut que la réglementation du monopole dont jouit la requérante doit être maintenue afin de protéger l'intérêt des abonnés pour lesquels le gaz naturel aurait une valeur subjective très élevée si le choix d'utiliser une autre forme d'énergie était soit inaccessible ou très onéreux.

La Régie considère que le choix d'une politique de prix basée sur la "valeur du produit pour l'acheteur telle que perçue par le vendeur"

est tout à fait légitime dans un marché libre où plusieurs vendeurs sollicitent la faveur de cet acheteur. Dans cette optique, la Régie est favorable à la déréglementation des prix du gaz naturel lorsque plusieurs vendeurs et plusieurs acheteurs se font concurrence sur les prix et autres conditions commerciales des biens et services qu'ils souhaitent échanger.

Or cette condition n'existe pas dans le cas de la distribution de gaz naturel. Le distributeur ne produit pas de gaz et il ne le transforme pas; il ne fait que le transporter et il est le seul pourvoyeur de ce service dans son territoire.

La Régie doit donc rejeter catégoriquement l'application du critère "Valeur de service" dans la détermination des taux, termes et conditions des services rendus par le distributeur. La Régie considère que ces services sont essentiellement des services de transport et qu'il est dans l'intérêt public que leur prix soit réglementé sur la base de leur coût réel car l'absence d'autres transporteurs dans le même territoire ne permet pas l'établissement d'un prix de marché basé sur la "Valeur de ces services de transport".

C'est pour ce motif que la Régie juge que le distributeur doit agir comme le mandataire de ses abonnés et leur transmettre de façon uniforme le coût réel du gaz qu'il leur distribue.

Ceci dit, la Régie est d'avis que le critère "Valeur du produit" reste tout à fait légitime lorsqu'il y a une réelle concurrence et elle réitère son opinion à l'effet que les forces du marché peuvent produire une meilleure allocation des ressources que la réglementation lorsque ces forces peuvent agir sans entrave.

C'est pour ce motif que la Régie rejette "l'Option Service de Livraison" proposée par la requérante comme unique véhicule de ventes directes.

En effet, la Régie considère que le droit exclusif que réclame le distributeur d'être propriétaire du gaz véhiculé par son réseau serait une entrave à la libre interaction de forces du marché car

celles-ci ne pourraient alors s'exprimer que par l'intermédiaire des bons offices du distributeur.

C'est également pour ce motif que la Régie impose au distributeur l'obligation de transporter du gaz appartenant à des tiers. La Régie reconnaît l'importance des difficultés opérationnelles que cette obligation entraîne mais elle estime que la disponibilité d'un service de transport selon des taux, termes et conditions basés sur les coûts est essentielle pour permettre la libre interaction desdites forces du marché.

Ceci dit, la Régie est d'avis que les contraintes de la réglementation ne doivent s'appliquer de la façon qu'elle définit dans la présente Ordonnance, qu'à l'exploitation du réseau du distributeur et qu'elles ne doivent pas entraver le droit de la corporation GMI de transiger librement dans les marchés du gaz en concurrence avec d'autres agents économiques lorsque la possession de ce réseau ne la place pas dans une position privilégiée.

C'est pourquoi elle juge approprié de définir les conditions dans lesquelles elle estime juste que la corporation et non l'entreprise réglementée soit libre de s'engager, pour son compte et à ses risques, dans la poursuite des opportunités offertes par le nouveau régime du commerce de la marchandise "gaz naturel".

Enfin la Régie doit signaler que la généralisation des ventes directes aux consommateurs à grand débit risque de conduire à une ségrégation des approvisionnements, préjudiciable aux petits abonnés et qu'un écart important pourrait s'établir entre le prix de la marchandise gaz (excluant le coût de la transmission et de la distribution) destinée au secteur industriel et le prix de cette même marchandise lorsqu'elle est destinée aux petits consommateurs car ceux-ci n'ont pas un accès facile au marché libre du gaz.

Elle observe cependant que la discrimination entre les petits et les grands consommateurs de gaz naturel qui pourrait résulter d'une telle ségrégation existe déjà dans le cas des prix d'autres marchandises, et surtout qu'elle serait alors le résultat de l'action des forces du marché et non pas de la discrétion de l'entreprise de gaz réglementée soumise au contrôle et à la surveillance de la Régie.

5) DÉCISION PARTIELLE ET PROVISOIRE

La Régie, après avoir pris connaissance de la requête, examiné les pièces produites à son soutien, entendu les témoignages et les plaidoiries des Procureurs de la requérante et des intervenantes ACIG, Noranda et Branda Mines Ltd, et sur le tout délibéré:

ATTENDU QUE la requérante demande à la Régie de rendre une ordonnance préliminaire autorisant la mise en vigueur à compter du 1er janvier 1986;

1. des modifications proposées à la structure du Tarif 1;
2. du Tarif de Fourniture de Pointe (FP);
3. des modifications proposées au Tarif 12;
4. des modifications proposées au PSC;
5. de l'outil commercial déposé sous le pli de la confidentialité;
6. des modifications aux Dispositions Générales pour y incorporer l'"Option Service de Livraison" proposée par la requérante;

CONSIDÉRANT QU'il y a lieu d'établir un Tarif de Fourniture de Pointe dont les taux sont en rapport avec le coût de desservir des abonnés dont le coefficient d'utilisation est anormalement faible.

CONSIDÉRANT QU'il y a lieu d'introduire des fourchettes de prix au Tarif Général 1 pour accroître la flexibilité des transactions du distributeur avec ses abonnés sous ce tarif;

CONSIDÉRANT QU'il y a lieu de permettre aux abonnés de la classe tarifaire 12, qui achètent du gaz naturel pour le comprimer aux fins de la carburation dans des véhicules adaptés pour l'utiliser, de bénéficier des prix unitaires moyens réduits que génèrent les tarifs à débit stable pour des retraits à de hauts coefficients d'utilisation.

CONSIDÉRANT par contre que le coût des subventions offertes par le distributeur sous le programme PSAV devait être en un premier temps assumé par les abonnés de la classe tarifaire 12 pour être transmis aux usagers ultimes qui en bénéficient, c'est-à-dire à ceux qui consomment du gaz naturel comprimé dans leurs véhicules.

CONSIDÉRANT QUE les modifications demandées au PSC peuvent raisonnablement être accordées si le distributeur assume les risques que ce programme ne s'avère pas avantageux pour l'ensemble de ses abonnés;

CONSIDÉRANT QUE la rentabilité du PCC ne pouvant être démontrée à la satisfaction de la Régie, il serait imprudent de l'autoriser;

CONSIDÉRANT QU'il est dans l'intérêt public de favoriser l'établissement d'un marché où les utilisateurs peuvent transiger librement avec des producteurs, des courtiers ou des marchands de gaz naturel, relativement à la propriété de cette marchandise;

CONSIDÉRANT QUE la propriété de toute la marchandise que livre un distributeur n'est pas essentielle à l'exercice des droits et des obligations que lui confère sa franchise.

CONSIDÉRANT QU'il y a lieu d'introduire des Tarifs de Livraison dans le Règlement Tarifaire de la requérante:

PAR CES MOTIFS, la Régie de l'Électricité et du Gaz;

INTRODUIT dans le Règlement Tarifaire de la requérante à compter du 1er avril 1986, un nouveau Tarif FP pour la fourniture des pointes de consommation, tel que décrit à la section 4.2) et à l'Annexe "A" des présentes;

MODIFIE à compter du 1er avril 1986, la structure du Tarif Général en y introduisant des fourchettes de prix définies à la section 4.2.2 et à l'Annexe "B" des présentes;

MODIFIE la structure du Tarif 12 à compter du 1er avril 1986, selon les modalités décrites à la section 4.2.6) et à l'Annexe "C" des présentes;

AUTORISE les modifications demandées au PSC sous réserve des conditions et garanties évoquées à la section 4.3.1) des présentes;

REFUSE l'autorisation d'inclure le coût du PCC dans la base de tarification de la Requérante;

ORDONNE à la requérante d'offrir à compter du 1er avril 1986, un service de livraison à toute personne qualifiée selon les taux, termes et conditions prescrits par les Tarifs de Livraison et les Dispositions Générales portés aux annexes "D" et "E" ci-jointes, à être publiés dans son Règlement Tarifaire.

MONTREAL, LE 24 MARS 1986

B Clout

BERNARD CLOUTIER,
Président

Marc E. Leclerc

MARC E. LeCLERC, ing.,
Régisseur

Annexe "A"

Tarif provisoire FP: Service de fourniture de pointe

TARIF FP : SERVICE DE FOURNITURE DE POINTE

1) APPLICATION

1.1) Pour tout retrait de gaz en service continu enregistré en un point de mesurage lorsque plus de 85% des retraits de l'abonné sont effectués entre le 30 novembre et le 1er mars.

2) DISPOSITIONS DE BASE PAR POINT DE MESURAGE

2.1) Taux unitaires:

TARIFS DE FOURNITURE DE POINTE

	ZONE OUEST	ZONE EST	ZONE NORD
	\$/mois	\$/mois	\$/mois
2.1.1) Redevances d'abonnement par compteur	14.50	14.75	15.00
2.1.2) Prix au volume retiré (à 37.89 millions de J./m ³)	c/m ³	c/m ³	c/m ³
Pour les premiers 100 m ³ (de 0 à 100 m ³).....	36.81	39.95	28.54
Pour les 220 m ³ suivants (de 100 à 320 m ³).....	36.81	39.95	28.54
Pour les 680 m ³ suivants (de 320 à 1 000 m ³).....	36.81	39.95	28.14
Pour les 2 200 m ³ suivants (de 1 000 à 3 200 m ³).....	35.81	39.95	27.94
Pour les 6 800 m ³ suivants (de 3 200 à 10 000 m ³).....	34.31	38.35	26.54
Pour les 22 000 m ³ suivants (de 10 000 à 32 000 m ³).....	32.81	38.35	25.94
Pour les 68 000 m ³ suivants (de 32 000 à 100 000 m ³).....	31.21	35.15	25.34
Pour les 220 000 m ³ suivants (de 100 000 à 320 000 m ³).....	29.61	30.35	24.74
Pour les 680 000 m ³ suivants (de 320 000 à 1 000 000 m ³).....	27.91	28.75	24.14
Pour les 2 200 000 m ³ suivants (de 1 000 000 à 3 200 000 m ³).....	26.31	27.15	23.54
Pour les 6 800 000 m ³ suivants (de 3 200 000 à 10 000 000 m ³).....	24.71	25.55	22.94
Pour l'excédent de 10 000 000 m ³	23.11	23.95	22.34
Coût marginal du gaz	11.488	11.488	11.263

2.2) Facture mensuelle de base:

La somme de la redevance d'abonnement et du résultat de la multiplication du volume retiré durant la période de facturation mensuelle par les taux applicables selon le paragraphe 2.1.2 ci-dessus.

2.3) Obligation mensuelle minimale:

La redevance d'abonnement.

3) AJUSTEMENTS SUBSÉQUENTS

Les ajustements subséquents décrétés par la Régie ne font pas partie de la facture mensuelle de base qui est alors, selon le cas, majorée ou diminuée desdits ajustements.

**4) DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES, DISPOSITIONS GÉNÉRALES
DISPOSITIONS TRANSITOIRES**

Les Dispositions Interprétatives, les Dispositions Générales et les Dispositions Transitoires s'appliquent au présent Tarif et en font partie intégrante.

Annexe "B"

Tarif Provisoire 1: Service Général

TARIF PROVISOIRE 1: SERVICE GÉNÉRAL

1) APPLICATION

- 1.1) Pour tout retrait de gaz en service continu enregistré en un point de mesurage.
- 1.2) Ce tarif n'est pas applicable à un abonné qui retire du gaz sous un autre tarif au même point de mesurage pendant que son contrat est en vigueur, à l'exception des abonnés aux tarifs de Livraison et au Tarif DS.

2) DISPOSITIONS DE BASE PAR POINT DE MESURAGE

2.1) Redevance d'abonnement par compteur

	ZONE OUEST	ZONE EST	ZONE NORD
	\$/mois	\$/mois	\$/mois
2.1.1) Redevances d'abonnement par compteur	14.50	14.75	15.00
2.1.2) Prix au volume retiré (à 37.89 millions de J./m ³)	c/m ³	c/m ³	c/m ³
Pour les premiers 100 m ³ (de 0 à 100 m ³).....	24.15	25.70	19.38
Pour les 220 m ³ suivants (de 100 à 320 m ³).....	24.15	25.70	19.38
Pour les 480 m ³ suivants (de 320 à 1 000 m ³).....	24.15	25.70	19.18
Pour les 2 200 m ³ suivants (de 1 000 à 3 200 m ³).....	23.65	25.70	19.08
Pour les 6 800 m ³ suivants (de 3 200 à 10 000 m ³).....	23.61	25.67	18.97
Pour les 22 000 m ³ suivants (de 10 000 à 32 000 m ³).....	22.84	25.67	18.66
Pour les 68 000 m ³ suivants (de 32 000 à 100 000 m ³).....	22.01	24.02	18.35
Pour les 220 000 m ³ suivants (de 100 000 à 320 000 m ³).....	21.19	21.55	18.04
Pour les 680 000 m ³ suivants (de 320 000 à 1 000 000 m ³).....	20.31	20.72	17.73
Pour les 2 200 000 m ³ suivants (de 1 000 000 à 3 200 000 m ³).....	19.49	19.90	17.42
Pour les 6 800 000 m ³ suivants (de 3 200 000 à 10 000 000 m ³).....	18.66	19.07	17.11
Pour l'excédent de 10 000 000 m ³	17.84	18.25	16.80
Cout marginal du gaz	11.488	11.488	11.263

2.1.3) Escompte

Le prix au volume retiré pour les volumes excédant 3 200 m³ dans un mois peut être réduit d'un escompte convenu entre la compagnie et l'abonné n'excédant pas 6%.

2.3) Obligation mensuelle minimale:

La redevance d'abonnement.

2.4) Obligation annuelle minimale (applicable aux abonnés qui bénéficient d'un escompte pour les volumes excédant 3 200 m³ mensuellement).

2.4.1) L'obligation annuelle minimale consiste en l'engagement de l'abonné à retirer le volume annuel minimal convenu entre la compagnie et l'abonné.

2.4.2) Si l'abonné a retiré durant l'année contractuelle un volume de gaz inférieur au volume minimal, la dernière facture mensuelle de l'année contractuelle sera augmentée d'un montant supplémentaire déterminé en multipliant le volume déficitaire de l'année contractuelle par la différence entre le prix unitaire moyen du gaz retiré au cours des onze derniers mois et le coût marginal du gaz durant cette période.

3) AJUSTEMENTS SUBSÉQUENTS

Les ajustements subséquents décrétés par la Régie ne font pas partie de la facture mensuelle de base qui est alors, selon le cas, majorée ou diminuée desdits ajustements.

4) DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES, DISPOSITIONS GÉNÉRALES DISPOSITIONS TRANSITOIRES

Les Dispositions Interprétatives, les Dispositions Générales et les Dispositions Transitoires s'appliquent au présent Tarif et en font partie intégrante.

Annexe "C"

(Tarif 12: Service continu pour carburant de véhicules motorisés

TARIF 12: SERVICE CONTINU POUR CARBURANT DE VÉHICULES MOTORISÉS1) APPLICATION

Pour tout retrait de gaz en service continu d'au moins 32 m³/jour enregistré en un seul point de mesurage et destiné à servir de carburant pour véhicules motorisés. Tel retrait de gaz aux fins de carburant pour véhicules motorisés n'est permis qu'en vertu du présent Tarif 12.

2) DISPOSITIONS TARIFAIRES PAR POINT DE MESURAGE2.1) Choix du tarif

Les dispositions tarifaires pour le retrait de gaz aux fins de carburant pour véhicules sont celles du tarif de vente qui correspond aux caractéristiques de consommation de l'abonné plus un supplément selon le paragraphe 2.2 ci-dessous.

2.2) Supplément

Chaque facture établie selon les dispositions du tarif applicable est majorée d'un supplément de subvention de 2¢/m³.

3) AJUSTEMENTS SUBSÉQUENTS

Les ajustements subséquents décrétés par la Régie ne font pas partie de la facture mensuelle de base qui est alors, selon le cas, majorée ou diminuée desdits ajustements.

4) DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES, DISPOSITIONS GÉNÉRALES ET DISPOSITIONS TRANSITOIRES

Les Dispositions Interprétatives, les Dispositions Générales et les Dispositions Transitoires s'appliquent au présent tarif et en font partie intégrante.

Annexe "D"

(D: Tarifs de Livraison

TARIFS 5L, 6L, 7L, 8L, 9L, 10L et 11L:

SERVICE DE LIVRAISON DÉBITS STABLES MESURÉS JOURNELLEMENT

1) APPLICATION

Pour toute livraison de gaz en service continu et stable enregistré en un seul point de mesurage lorsque la somme du volume souscrit à un ou des tarifs à débit stable, (de vente et/ou de livraison) et de un trois cent soixante cinquième du volume annuel minimal convenu sous un ou des tarifs de service interruptible (de vente et/ou de livraison) est d'au moins 32 000 m³/jour.

2) FACTURATION

2.1) Référence au tarif de livraison et vente

La facturation mensuelle sous ce tarif est établie selon les articles 2, 3 et 4 des Tarifs 5, 6, 7, 8, 9, 10 et 11: "Service à débit stable mesuré journallement", en utilisant les taux ci-après, moins les sommes déterminées selon les dispositions de l'article 2.3 ci-après et plus les sommes déterminées selon les dispositions de l'article 2.4 ci-après.

2.1.1) Zone Ouest

	A	B	C	D	E
TARIF DE LIVRAISON	VOLUME QUOTIDIEN SOUSCRIT (m ³ /jour)	TAUX DU PREMIER PALIER (c/m ³)	TAUX DU SECOND PALIER (c/m ³)	TAUX DE COMPENSATION	
				SOUS LE PREMIER PALIER (c/m ³)	SOUS LE SECOND PALIER (c/m ³)
5L	de 1 000 à 3 200	20,403	17,793	8,915	6,305
6L	de 3 200 à 10 000	18,853	13,953	7,365	2,465
7L	de 10 000 à 32 000	18,013	13,863	6,525	2,375
8L	de 32 000 à 100 000	16,883	13,661	5,395	2,173
9L	de 100 000 à 320 000	16,353	13,017	4,865	1,529
10L	de 320 000 à 1 000 000	16,153	13,190	4,665	1,702
11L	Plus de 1 000 000	16,043	12,683	4,555	1,195

2.1.2) Zone Est

(Z O N E E S T)

	A	B	C	D	E
TARIF DE LIVRAISON	VOLUME QUOTIDIEN SOUSCRIT	TAUX DU PREMIER PALIER	TAUX DU SECOND PALIER	TAUX DE COMPENSATION	
	(m3/jour)	(c/m3)	(c/m3)	SOUS LE PREMIER PALIER (c/m3)	SOUS LE SECOND PALIER (c/m3)
SL	de 1 000 à 3 200	20,53	15,65	9,042	4,162
6L	de 3 200 à 10 000	18,96	15,34	7,472	3,852
7L	de 10 000 à 32 000	18,95	14,84	7,462	3,352
8L	de 32 000 à 100 000	18,66	14,82	7,172	3,332
9L	de 100 000 à 320 000	17,98	14,50	6,492	3,012
10L	de 320 000 à 1 000 000	17,95	14,40	6,462	2,912
11L	Plus de 1 000 000	17,90	14,30	6,412	2,812

2.1.3) Zone Nord

	A	B	C	D	E
TARIF DE LIVRAISON	VOLUME QUOTIDIEN SOUSCRIT	TAUX DU PREMIER PALIER	TAUX DU SECOND PALIER	TAUX DE COMPENSATION	
	(m3/jour)	(c/m3)	(c/m3)	SOUS LE PREMIER PALIER (c/m3)	SOUS LE SECOND PALIER (c/m3)
SL	de 1 000 à 3 200	15,99	14,98	4,727	3,717
6L	de 3 200 à 10 000	15,45	14,73	4,187	3,467
7L	de 10 000 à 32 000	15,08	12,90	3,817	1,637
8L	de 32 000 à 100 000	14,46	12,76	3,197	1,497
9L	de 100 000 à 320 000	14,25	12,71	2,987	1,447
10L	de 320 000 à 1 000 000	14,19	12,70	2,927	1,437
11L	Plus de 1 000 000	14,14	12,67	2,877	1,407

2.2) Facture mensuelle de base

Le volume retiré durant la période de facturation mensuelle multiplié par le taux unitaire selon le paragraphe 2.1 ci-dessus, ajusté s'il y a lieu conformément à l'article 3.

2.3) Réduction de la facture

2.3.1) Livraison dans la franchise du distributeur seulement

Lorsque le gaz est confié à la compagnie à un poste de réception dans sa franchise et que la compagnie n'assume que la responsabilité de livrer le gaz à l'abonné à l'intérieur de sa franchise, la facture mensuelle établie selon les articles 2.1 et 3 est réduite d'un crédit égal au produit de la multiplication des volumes de gaz livrés aux installations de l'abonné par la somme:

- du coût unitaire moyen de l'ensemble des approvisionnements de la compagnie à la frontière de l'Alberta pendant le mois pertinent à ladite facture

- du coût unitaire variable compris dans les tarifs de vente du distributeur relatif à la transmission du gaz depuis la frontière de l'Alberta jusqu'au poste de réception dans la franchise du distributeur pendant le mois pertinent à la date facturée.

- du coût unitaire fixe compris dans les tarifs de vente du distributeur relatif à la capacité souscrite par le distributeur pour la transmission du gaz depuis la frontière de l'Alberta jusqu'au poste de réception dans la franchise du distributeur pendant le mois pertinent à ladite facture.

Ces coûts unitaires sont établis comme suit jusqu'à leur révision par la Régie:

	Ouest	Est	Nord
	¢/m ³	¢/m ³	¢/m ³
- Coût unitaire moyen du gaz à la frontière de l'Alberta	10,6020	10,6020	10,6020
- Coût variable de transmission par TCPL..	0,8863	0,8863	0,6612
- Coût fixe de transmission par TCPL (au coefficient d'utilisation projeté du réseau)	2,9363	2,8464	2,4695
- Coût fixe de transmission par Champion Pipeline	-	-	0,5512

2.3.2) Livraison dans la franchise du distributeur plus transport depuis l'Alberta

Lorsque le gaz est confié à la compagnie à la frontière de l'Alberta et que la compagnie assume la responsabilité de le faire transporter jusqu'à sa franchise en plus de le livrer à l'abonné, la facture mensuelle de base établie selon les articles 2.1 et 3 est réduite d'un crédit égal au produit de la multiplication des volumes livrés aux installations de l'abonné, par le coût unitaire moyen à la frontière d'Alberta de l'ensemble des approvisionnements de la compagnie selon les données du mois pertinent à ladite facture mensuelle.

Ce coût unitaire moyen est établi à 10,6020¢/m³ jusqu'à sa révision par la Régie.

2.4) Majoration de la facture

2.4.1) Frais fixes de la transmission

Advenant que dans le cas évoqué à l'article 2.2.1) ci-devant, la compagnie paye néanmoins au transporteur les frais fixes de la capacité de transmission relative à des volumes de gaz précédemment vendus par le distributeur et déplacés par le service de livraison, la facture établie selon les articles 2.1 et 3 sera majorée d'une somme égale au produit de la multiplication du volume souscrit par l'abonné au Tarif de Livraison par le nombre de jours dans le mois et par le coût unitaire des frais fixes de transmission au coefficient d'utilisation projeté du réseau.

Ce coût unitaire est établi comme suit jusqu'à sa révision par la Régie.

<u>Zone</u>	<u>¢/m</u> ³
Ouest	2.9363
Est	2.8464
Nord TCPL	2.4695
Nord CPL	0.5512

2.4.2) Autres coûts

Advenant que l'application du présent tarif engendre d'autres coûts, la facture établie selon les articles 2.1 et 3 pourra être majorée sous réserve de l'autorisation préalable de la Régie.

3) AJUSTEMENTS SUBSÉQUENTS

Les ajustements subséquents décrétés par la Régie ne font pas partie de la facture mensuelle de base qui est alors, selon le cas, majorée ou diminuée desdits ajustements.

4) DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES, DISPOSITIONS GÉNÉRALES ET DISPOSITIONS TRANSITOIRES

Les Dispositions Interprétatives, Les Dispositions Générales et les Dispositions Transitoires s'appliquent au présent tarif et en font partie intégrante.

TARIF 14L: SERVICE DE LIVRAISON INTERRUPTIBLE

1) APPLICATION

Pour toute livraison de gaz en service interruptible enregistré en un seul point de mesurage lorsque la somme du volume souscrit à un ou à des tarifs à débit stable, (de vente et /ou de livraison) et de un trois cent soixante cinquième du volume annuel minimal convenu sous un ou des tarifs de service interruptible (de vente et/ou de livraison) est d'au moins 32 000 m³/jour.

2) FACTURATION

2.1) Référence au tarif de livraison et vente

La facturation mensuelle sous ce tarif est établie en utilisant les taux ci-après, moins les sommes déterminées selon les dispositions de l'article 2.3 ci-après et plus les sommes déterminées selon les dispositions de l'article 2.4 ci-après.

TARIF DE LIVRAISON INTERRUPTIBLE

	A	B	C	D
PALIER DU TARIF DE LIVRAISON INTERRUPTIBLE	VOLUME JOURNALIER MOYEN DU MOIS RETIRE EN INTERRUPTIBLE ET CONTINU (m ³ /jour)	ZONE OUEST (c/m ³)	ZONE EST (c/m ³)	ZONE NORD (c/m ³)
14-L-5	de 1 000 à 3 200	20,395	19,372	16,793
14-L-6	de 3 200 à 10 000	17,685	18,440	16,400
14-L-7	de 10 000 à 32 000	17,225	18,182	15,290
14-L-8	de 32 000 à 100 000	16,647	18,029	14,913
14-L-9	de 100 000 à 320 000	16,350	17,531	14,785
14-L-10	de 320 000 à 1 000 000	15,897	17,466	14,750
14-L-11	Plus de 1 000 000	15,655	17,390	14,720

2.2) Facture mensuelle de base

Le volume retiré durant la période de facturation mensuelle multiplié par le taux unitaire selon le paragraphe 2.1 ci-dessus ajusté s'il y a lieu conformément à l'article 3.

2.3) Réduction de la facture

2.3.1) Livraison dans la franchise du distributeur seulement

Lorsque le gaz est confié à la compagnie à un poste de réception de la compagnie dans sa franchise et que le compagnie n'assume que la responsabilité de livrer le gaz à l'abonné à l'intérieur de sa franchise, la facture mensuelle établie selon les articles 2.1 et 3 est réduite d'un crédit égal au produit de la multiplication des volumes de gaz livrés aux installations de l'abonné par la somme:

- du coût unitaire moyen de l'ensemble des approvisionnements de la compagnie à la frontière de l'Alberta pendant le mois pertinent à ladite facture

- du coût unitaire variable compris dans les tarifs de vente du distributeur relatif à la transmission du gaz depuis la frontière de l'Alberta jusqu'au poste de réception dans la franchise du distributeur pendant le mois pertinent à la date facturée.

Ces coûts unitaires sont établis comme suit jusqu'à leur révision par la Régie:

	¢/m ³		
	<u>Ouest</u>	<u>Est</u>	<u>Nord</u>
- Coût unitaire moyen du gaz à la frontière de l'Alberta:	10,6020	10,6020	10,6020
- Coût variable de transmission par TCPL	0,8863	0,8863	0,6612

2.3.2) Livraison dans la franchise du distributeur plus le coût du transport depuis l'Alberta

Lorsque le gaz est confié à la compagnie à la frontière de l'Alberta et que la compagnie assume la responsabilité de le faire transporter jusqu'à sa franchise en plus de le livrer à l'abonné, la facture mensuelle de base établie selon les articles 2.1 et 3 est réduite d'un crédit égal au produit de la multiplication des volumes livrés aux installations de l'abonné, par le coût unitaire moyen à la frontière d'Alberta de l'ensemble des approvisionnements de la compagnie selon les données du mois pertinent à ladite facture mensuelle.

Ce coût unitaire moyen est établi à 10,6020¢/m³ jusqu'à sa révision par la Régie.

2.4) Majoration de la facture

2.4.1) Frais fixes de la transmission

Advenant que dans le cas évoqué à l'article 2.3.1) ci-devant, la compagnie soit tenue de payer au transporteur les frais fixes de la capacité de transmission relative à des volumes de gaz précédemment vendus par le distributeur en service continu et déplacés par le service de livraison interruptible, la facture établie selon les articles 2.1 et 3 sera majorée d'une somme égale au produit de la multiplication du volume retiré par l'abonné pendant le mois pertinent par le coût unitaire des frais fixes de transmission à un coefficient d'utilisation de 100%.

Ce coût unitaire est établi comme suit jusqu'à sa révision par la Régie:

<u>Zone</u>	¢/m ³
Ouest	2,7818
Est	2,7818
Nord	2,2410

2.4.2) Autres coûts

Advenant que l'application du présent tarif engendre d'autres coûts, la facture établie selon les articles 2.1 et 3 pourra être majorée sous réserve de l'autorisation préalable de la Régie.

2.5) Obligation minimale de la période contractuelle:

2.5.1) L'obligation minimale de la période contractuelle consiste en l'engagement de l'abonné à retirer le volume minimal de la période contractuelle convenu entre la Compagnie et l'abonné.

2.5.2) Si l'abonné a retiré un volume de gaz inférieur au volume minimal convenu durant la période contractuelle, la dernière facture mensuelle de la période contractuelle sera augmentée d'un montant supplémentaire déterminé en multipliant le volume déficitaire de la période contractuelle par le taux unitaire prévu au paragraphe 2.1) ci-dessus ajusté s'il y a lieu conformément à l'article 3.

2.6) Livraison Interruptible:

2.6.1) La compagnie doit accorder priorité aux divers abonnés au service de livraison interruptible selon l'ordre décroissant des marges brutes contribuées par les abonnés au service de vente interruptible et au service de livraison interruptible.

2.6.2.1) Advenant une restriction de la disponibilité de gaz dans une ou plusieurs zones d'approvisionnement de son entreprise, la Compagnie doit interrompre le service aux abonnés de ces zones en commençant par ceux dont les marges brutes sont les plus faibles. La Compagnie doit toutefois s'efforcer de répartir les carences d'approvisionnement uniformément entre ces zones lorsque cela est possible.

2.6.2.2) A l'expiration d'un avis d'au moins deux heures donné par la Compagnie à l'abonné, ce dernier doit cesser ou, selon le cas, réduire son retrait de gaz dans la mesure déterminée par la Compagnie et ce jusqu'à avis contraire de la Compagnie.

2.6.2.3) La livraison de gaz sous ce tarif devra être interrompue pour une période d'au moins un jour complet lorsque du gaz aura été retiré sous ce tarif pour une période de trois cent soixante-quatre jours sans que ne soit intervenue une interruption d'au moins un jour complet.

2.7) Retraits interdits:

Tout retrait de gaz, non ajusté pour la valeur calorifique, effectué par un abonné malgré la réception par celui-ci d'un avis donné par la Compagnie d'interrompre ou de réduire ses retraits, constitue un retrait interdit. Ce retrait interdit, ajusté selon l'article 4.2 des Dispositions Générales, est sujet à une pénalité de 40 ¢/m³ ainsi retiré, en plus du taux unitaire prévu aux articles 2.1 et 3 du présent tarif.

3) AJUSTEMENTS SUBSÉQUENTS

Les ajustements subséquents décrétés par la Régie ne font pas partie de la facture mensuelle de base qui est alors, selon le cas, majorée ou diminuée desdits ajustements.

4) DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES, DISPOSITIONS GÉNÉRALES ET DISPOSITIONS TRANSITOIRES

Les Dispositions Interprétatives, les Dispositions Générales et les Dispositions Transitoires s'appliquent au présent tarif et en font partie intégrante.

Annexe "E"

Additions aux Dispositions Générales du Règlement Tarifaire

ADDITIONS AUX DISPOSITIONS GÉNÉRALES DU RÈGLEMENT TARIFAIRE**18) TARIFS DE LIVRAISON**

18.1) Pour se prévaloir du tarif de livraison l'abonné doit:

- 18.1.1) certifier et être responsable de détenir des contrats d'approvisionnement en gaz suffisants pour assurer sa capacité de fournir journellement à la compagnie tout le gaz nécessaire aux retraits effectués à ses installations,**
- 18.1.2) certifier et être responsable de détenir les autorisations requises pour l'exportation hors de la province d'origine du gaz qu'il entend faire livrer à ses installations,**
- 18.1.3) certifier et être responsable du fait que le gaz qu'il entend faire livrer par le distributeur rencontre les normes de qualité du transporteur TCPL et peut être mélangé sans inconvénient avec les autres approvisionnements du distributeur,**
- 18.1.4) être le véritable propriétaire du gaz qu'il confie au distributeur pour livraison à ses installations,**
- 18.1.5) être l'utilisateur ultime du gaz livré à ses installations,**
- 18.1.6) accepter que le gaz qu'il reçoit du distributeur soit le résultat du mélange du gaz qu'il a confié à ce dernier avec le gaz de toute autre origine que le distributeur véhicule dans son réseau,**
- 18.1.7) reconnaître au distributeur le droit exclusif de répartir journellement l'ensemble du gaz véhiculé dans son réseau et le tenir indemne de toute poursuite à l'égard de la répartition du gaz qu'il aurait confié au distributeur pour être livré à ses installations,**

- 18.1.8) dans le cas du gaz confié au distributeur à un poste de réception dans la franchise de celui-ci, certifier et être responsable de détenir tous les contrats nécessaires avec le ou les transporteurs requis pour que le gaz confié au distributeur soit acheminé, sans défaillance, dans le cas d'un service en continu, depuis son point d'origine jusqu'au poste de réception dans la franchise du distributeur durant la période contractuelle convenue avec ce dernier.
- 18.2) L'abonné doit fournir à la compagnie toute l'information qu'elle requiert relativement aux volumes journaliers dont il veut prendre livraison à ses installations afin qu'elle puisse procéder adéquatement à la planification, la gestion et le contrôle de l'ensemble des volumes véhiculés dans son réseau.
- 18.3) Lorsque l'abonné a souscrit des volumes sous un tarif de vente en continu et aussi sous un tarif de livraison en continu, les volumes retirés quotidiennement sont partagés entre les deux tarifs impliqués au prorata des volumes souscrits.
- 18.4) Lorsqu'un abonné retire des volumes à la fois sous les tarifs à débit stable (vente et/ou livraison) et sous des tarifs interruptibles, le volume retiré au cours d'une même journée est considéré:
- d'abord comme du volume retiré sous les tarifs en continu, partagé entre le tarif de vente et le tarif de livraison selon l'article 18.3 ci-dessus, jusqu'à concurrence de la somme des volumes souscrits à ces deux tarifs;
 - ensuite comme du volume retiré sous les tarifs interruptibles partagé entre le tarif de vente et le tarif de livraison au prorata du volume minimal convenu à ces tarifs.

18.5) Le remboursement éventuel par le transporteur à la compagnie de frais fixes de la capacité de transmission relative aux volumes affectés par l'article 2.3.2 des Tarifs de Livraison, est transmis à l'abonné sur la base de la plus faible capacité suivante :

- la capacité précédemment souscrite par l'abonné à un Tarif de Vente en service continu
- la capacité souscrite par l'abonné à un des nouveaux Tarifs de Vente en continu concerné pour remplacer totalement ou partiellement sa souscription à un Tarif de Vente
- la partie congrue attribuable à l'abonné de la capacité souscrite par le distributeur, faisant l'objet d'un remboursement de frais fixes de la part du transporteur.

19) ACHAT-VENTE

Dans le cas d'un abonné ayant convenu d'un arrangement d'achat-vente impliquant le transfert de la propriété du gaz à un poste de réception de la compagnie dans sa franchise, s'il advient que la compagnie paye néanmoins au transporteur les frais fixes de la capacité de transmission relative à des volumes de gaz précédemment vendus sans arrangement d'achat-vente, la facture établie selon le tarif applicable sera majorée d'une somme égale à:

a) dans le cas d'un tarif à débit stable,

- égale au produit de la multiplication du volume souscrit par le nombre de jours dans le mois et par le coût unitaire des frais fixes de transmission au coefficient d'utilisation du réseau;

b) dans le cas d'un tarif interruptible,

- égale au produit de la multiplication du volume retiré par l'abonné pendant le mois par le coût unitaire des frais fixes de transmission à un coefficient d'utilisation de 100%.

Le remboursement éventuel par le transporteur à la compagnie de frais fixes de la capacité de transmission relative à de tels volumes est transmis à l'abonné sur la base de la plus faible capacité suivante:

- la capacité souscrite par l'abonné au tarif de vente en continu concerné,

- la partie congrue attribuable à l'abonné de la capacité souscrite par le distributeur, faisant l'objet d'un remboursement de frais fixes de la part du transporteur.